

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

Научно-технический журнал издается
Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.

2 (170)
Март — апрель 2025

2 (170)
March — April 2025

Регистрационный номер ПИ № ФС 77-89254 от 09.04.2025
выдан Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность издания — 6 раз в год

Учредитель журнала:

**Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный
университет»**

Издатель:

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет», 625000,
Тюменская область, г. Тюмень,
ул. Володарского, 38,
+7(3452)28-35-91

Адрес редакции:

625027, Тюменская область, г. Тюмень,
Киевская, 52, к. 306, тел.: 8(3452)28-30-76

The Journal Founder:

**Federal State Budget Educational
Institution of Higher Education
"Industrial University of Tyumen"**

Publisher:

Industrial University of Tyumen,
625000, Tyumen, 38, Volodarskogo St.,
+7(3452)28-35-91

Editorial office:

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

**Издание включено в Перечень ВАК Министерства науки и высшего
образования РФ ведущих рецензируемых научных журналов
и изданий, индексируется в РИНЦ**

Сайт журнала: <http://www.tumnig.tyuiu.ru>
E-mail: shuvaevanv@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 «Турон», иностранный член Российской академии естественных наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет имени И. Каримова, г. Ташкент (Республика Узбекистан)

Агиней 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)

Атаманов 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

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

Клочков Юрий Сергеевич, д. т. н., доцент, и. о. ректора, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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 Гульназ 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 Газа, 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 Гульзада 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)

Yurii S. Klochkov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Acting Rector, Industrial University of Tyumen, Tyumen

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

- Блинкова А. В., Попова Н. Л., Щербакова Л. Н., Шишкина Н. В.,
Бертрам Я. Р.
**Пласт Ю₁₀⁰ — перспективный объект поиска нефти и газа
в Сергинском НГР Западно-Сибирской НГП** 11
- Казанцев Г. В., Гришкевич В. Ф.
**Новые возможности применения структурной интерпретации
имиджера плотности при геонавигации скважин** 26
- Плавник А. Г., Сальникова Ю. И., Бешенцев В. А., Семенова Т. В.
**Анализ неоднородности результатов гидрогеохимического
мониторинга апт-альб-сеноманского комплекса
на месторождениях Западной Сибири** 39
- Шишканова Л. В.
**К вопросу определения аномально высоких пластовых
давлений, коэффициента аномальности методом
эквивалентных глубин** 54
- Шпильман А. В., Алтунин А. Е.
**Интеллектуальные геоинформационные технологии
для вероятностных и нечетких расчетов и оптимизации
для ГЕОТЭП и СМН при определении оптимального
расположения, ранжирования поисково-разведочных скважин
и картирования** 69

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Апасов Т. К., Кудияров А. Г.
**Локализация и довыработка остаточных извлекаемых запасов
нефти в низкопроницаемых песчаных коллекторах с хаотичным
типом кривой слоистости на месторождениях поздней стадии
разработки на примере ачимовской толщи** 85

Балин Д. В.
**Оптимизация параметров системы разработки на основе
многовариантных гидродинамических расчетов
и нейронной прокси-модели** 98

Шаталова Н. В.
**Теоретическое обоснование процесса изменения концентрации
структур кольматантов в околоскважинной зоне
при виброимпульсном воздействии** 109

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Чепур П. В., Тарасенко А. А., Кутрунова З. С., Тарасенко М. А.,
Колядко А. А.
**Определение несущей способности резервуара при наличии
недопустимых отклонений стенки** 124

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Смуйкас Р. А., Пискажова Т. В., Тинькова С. М.
**Управление печью подогрева нефти на основании
расчета теплового баланса** 138

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) 151

Правила подготовки рукописи (на английском языке) 154

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Blinkova A. V., Popova N. L., Shcherbakova L. N., Shishkina N. V.,
Bertram Ya. R.

**The U₁₀⁰ reservoir is a promising oil and gas exploration facility in
the Serginsky NGR of the West Siberian NGP** 11

Kazantsev G. V., Grishkevich V. F.

**New possibilities of applying structural interpretation of density
image for geonavigation of wells** 26

Plavnik A. G., Salnikova Yu. I., Beshentsev V. A., Semyonova T. V.

**Analysis of the heterogeneity of the results of hydrogeochemical mon-
itoring of the Aptian-Albian-Cenomanian complex
in the fields of Western Siberia** 39

Shishkanova L. V.

**On the definition of abnormally high reservoir pressures and the
anomaly coefficient using the equivalent depth method** 54

Shpilman A. V., Altunin A. E.

**Intelligent geoinformation technologies for probabilistic and fuzzy
calculations and optimization for GEOTEP and SMN in determining
the optimal location, ranking of exploration wells, and mapping** 69

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Apasov T. K., Kudiiarov A. G.

**Localization and further extraction of residual recoverable
oil reserves in low-permeability sandstone reservoirs with chaotic
oblique layering in a late-stage field: a case study
of the Achimov sequence** 85

Balin D. V.

**Optimization of field development scheme parameters using
multivariant simulation and neural proxy-model** 98

Shatalova N. V.
**Theoretical justification of the process of changing the concentration
of colmatant structures in the near-wellbore zone under
vibroimpulse action** 109

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Chepur P. V., Tarasenko A. A., Kutrunova Z. S., Tarasenko M. A.,
Kolyadko A. A.
**Determining the load-bearing capacity of a tank with
wall deformation defects** 124

INFORMATION TECHNOLOGIES, AUTOMATION AND MANAGEMENT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Smuykas R. A., Piskazhova T. V., Tinkova S. M.
**Oil heating furnace control based on calculation
of the heat balance** 138

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) 151

Manuscripts presentation requirements (In English) 154

**Пласт Ю₁₀⁰ — перспективный объект поиска нефти и газа
в Сергинском НГР Западно-Сибирской НГП**

**А. В. Блинкова, Н. Л. Попова, Л. Н. Щербакова, Н. В. Шишкина,
Я. Р. Бертрам***

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры
«Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шиль-
мана», Тюмень, Россия*

**bertram@crru.ru*

Аннотация. В настоящее время в нижнеюрских отложениях Сергинского нефтегазоносного района залежи нефти выявлены на Сергинском, Алексеевском, Западно-Яганокуртском, Большом, Каремпостском и Южно-Лыхминском месторождениях. По мнению многих исследователей, нижнеюрские отложения образуют самостоятельный нефтегазоносный комплекс, в составе которого выделяется ряд песчаных пластов. В этой связи очень актуальным становится вопрос о поиске и открытии в этих отложениях новых месторождений и залежей. Пласт Ю₁₀⁰ является одним из таких объектов. Цель работы — определение области распространения пласта Ю₁₀⁰ в Сергинском НГР, поиск предполагаемых перспективных зон. При решении этой задачи была проведена корреляция нижнеюрских отложений, проанализированы условия накопления и закономерностей распределения пород-коллекторов, усовершенствованы методические приемы картирования отложений и осуществлен анализ палеотектонического развития, а также анализ геолого-геофизических исследований. Основные результаты работы: определение области распространения, построение общих толщин и предполагаемых перспективных участков пласта Ю₁₀⁰.

Ключевые слова: палеоподнятие, горизонт, литология, песчаники, алевролиты, зоны выклинивания

Для цитирования: Пласт Ю₁₀⁰ — перспективный объект поиска нефти и газа в Сергинском НГР Западно-Сибирской НГП / А. В. Блинкова, Н. Л. Попова, Л. Н. Щербакова [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-11-25 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 2. — С. 11–25. — EDN: FAFDRK

**The U₁₀⁰ reservoir is a promising oil and gas exploration facility in the
Serginsky NGR of the West Siberian NGP**

**Anna V. Blinkova, Natalia L. Popova, Lidiya N. Shcherbakova,
Natalia V. Shishkina, Yana R. Bertram***

Abstract. Currently, oil deposits in the Lower Jurassic strata of the Serginskoye oil and gas region have been identified in several fields, including the Serginskoye, Alekseyevskoye, Zapadno-Yaganokurt, Bolshoye, Karempostskoye, and Yuzhno-Lykhminskoye fields. Many researchers believe that these Lower Jurassic deposits form an independent oil and gas complex, which includes several distinct sandstone layers. As such, searching for and discovering new fields and deposits within these layers is highly relevant. The Y100 layer is one such object. The goal of this study is to define the distribution area of the Y100 layer in the Serginskoye NGR and to identify potential prospective zones. To accomplish this, we conducted a correlation of the Lower Jurassic deposits, analyzed the accumulation conditions and patterns of reservoir rock distribution, refined mapping techniques for the deposits, and reviewed paleotectonic development along with geological and geophysical surveys. The main findings of the study include identifying the distribution area, constructing thickness profiles, and pinpointing prospective areas of the Y100 reservoir.

Key words: paleofill, horizon, lithology, sandstones, siltstones, wedging zones

For citation: Blinkova, A. V., Popova, N. L., Shcherbakova, L. N., Shishkina, N. V., & Bertram, Ya. R. (2025). The U₁₀⁰ reservoir is a promising oil and gas exploration facility in the Serginsky NGR of the West Siberian NGP. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 11-25. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-11-25

Введение

Высокие темпы освоения и разведки нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской равнины требуют от специалистов различного геологического профиля постоянного совершенствования, уточнения и дополнения устоявшихся концепций и выявления новых закономерностей. В настоящее время нижнеюрские отложения на территории Западной Сибири представляют большой интерес для поиска залежей углеводородов в них. Отложения нижней юры на территории Западной Сибири характеризуются сложным строением, которое выражено в большой изменчивости распространения коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств, а следовательно, существуют риски планирования геологоразведочных работ на данные отложения. Неясность моделей геологического строения отложений нижней юры до сих пор не позволила дать адекватную оценку их ресурсной базы. Породы нижнеюрского комплекса со стратиграфическим несогласием залегают на подстилающих образованиях доюрского основания, заполняя погруженные части рельефа, и выклиниваются на склонах выступов доюрских пород.

В Сергинском нефтегазоносном районе (НГР) залежи углеводородов открыты в меловых, юрских отложениях. Одним из перспективных на поиски залежей нефти и газа является нижнеюрский нефтегазоносный комплекс (пласты Ю₁₀₋₁₁).

Объект и методы исследования

Региональной покрывкой этого комплекса служат отложения радомской пачки, представленной аргиллитами с прослоями углей, алевролитов и песчаников.

В строении радомской пачки на исследуемой территории выделяются равнины: прибрежно-морские, временами заливаемые морем и озерно-аллювиальные аккумулятивные. Основную часть Сергинского НГР занимают прибрежно-морские, временами заливаемые морем и только в западной части — аккумулятивные равнины.

Накопление радомской пачки связано с лайдинской трансгрессией моря, формирование ее происходило преимущественно в прибрежно-морских условиях (рис. 1), о чем свидетельствуют находки микрофлоры и микропланктона (морские двусторонки и фораминиферы) в образцах керна Пачка датируется тоаром–ааленом [1–3].

Разрез отложений, образующихся при трансгрессии, характеризуется сменой снизу вверх мелководных фаций более глубоководными. В верхней части радомской пачки преобладают наиболее тонкоотмученные аргиллитоподобные глины. Отложения лайдинского горизонта (радомская пачка) преимущественно имеют площадной характер распространения с единичными локальными зонами выклинивания, приуроченными к сводам палеоподнятий.

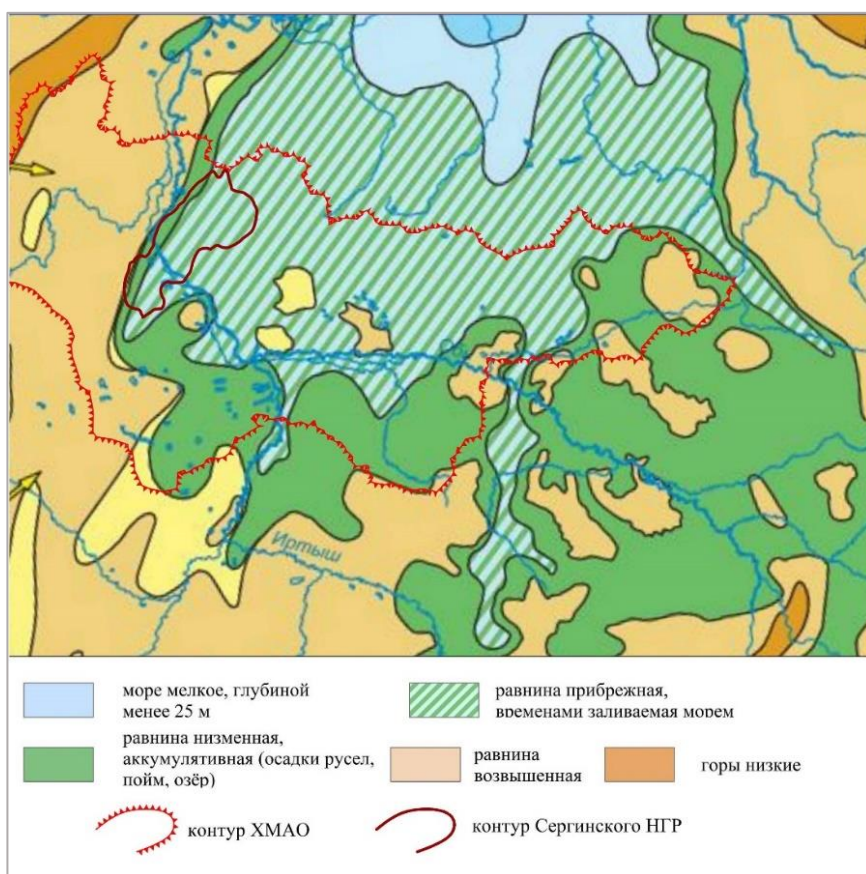


Рис. 1. Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири, поздний тоар — ранний аален [2]

В границах рассматриваемого района радомская пачка вскрыта 129 поисково-разведочными скважинами, ее толщина варьируется от 4 м (скв. 14 Западно-Тугровская) до 59 м (скв. 150 Инжегорская).

В 12 скважинах, пробуренных в Сергинском НГР, отложения радомской пачки охарактеризованы керном. Отложения по своему литологическому составу неоднородны, по первичному описанию керна сложены аргиллитами с прослоями углей, песчаников, алевролитов. Авторами была осуществлена переинтерпретация результатов геофизических исследований в границах лайдинского горизонта по 64 скважинам Сергинского НГР. Детальное литологическое расчленение разреза радомской пачки показало, что преимущественно отложения в рассматриваемом районе сложены глинами с небольшим содержанием алевролитов, углей и песчаников (рис. 2).

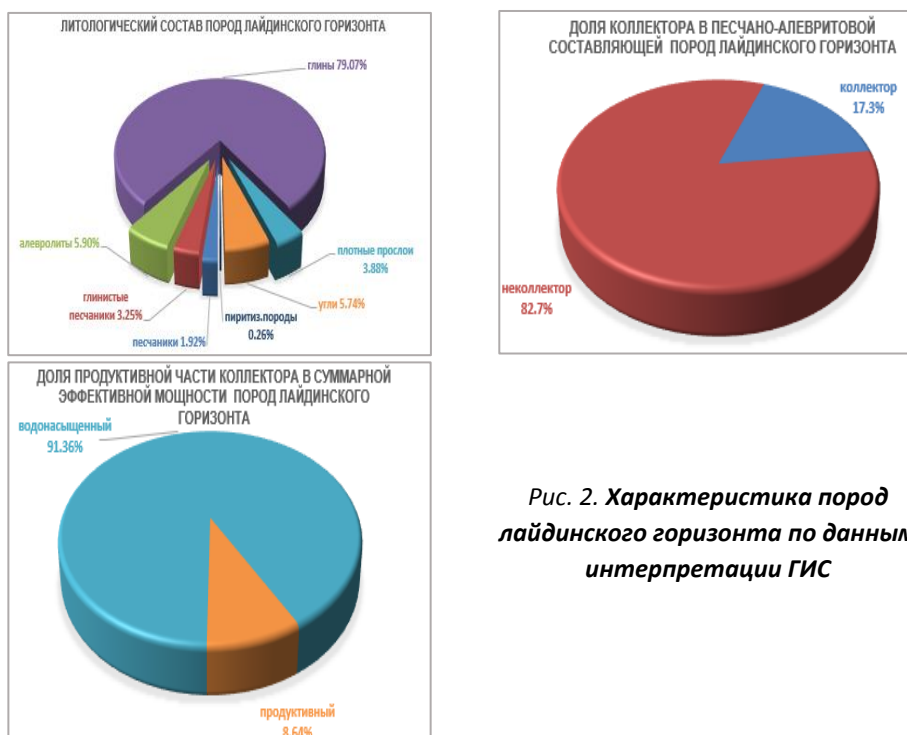


Рис. 2. Характеристика пород лайдинского горизонта по данным интерпретации ГИС

Прослои песчаников и алевролитов, которые встречаются в разрезе пачки, выделяются в пласт Ю₁₀⁰. Распространение пласта по площади неравномерно, в волновом поле не отображается из-за маленьких толщин [5]. Общая мощность пласта в скважинах варьирует от 0,4 м (скв. 171 Инжегорская) до 6,8 м (скв. 156 Инжегорская), наиболее часто встречаемые значения находятся в интервале 1,5–2,5 м. Предполагается, что отложения этого пласта контролировались выступами фундамента, несколько расширяясь на склоны палеоподнятий. Отсюда можно сделать вывод, что строение пласта Ю₁₀⁰ скорее всего линзовидное и оценить его размеры и наличие возможно будет только с помощью данных бурения. На рисунке 3 приведен пример линзовидного строения пласта Ю₁₀⁰ в районе скв. 75 Большой площади.

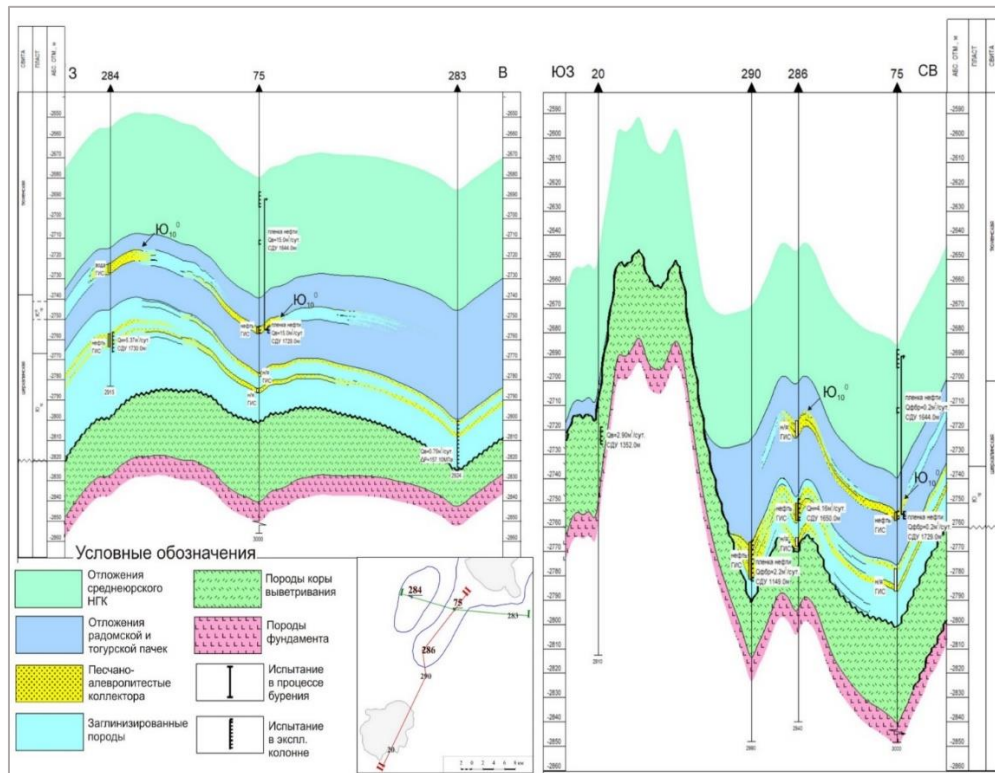


Рис. 3. Геологические разрезы через скважину 75 Большую

В единичных скважинах рассматриваемый объект (пласт Ю₁₀⁰) охарактеризован керном. По данным первичного описания пласт в основном представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов с включениями углистого детрита. Одной из таких скважин является скв. 75, пробуренная на Большой площади (рис. 4). В ней пласт представлен переслаиванием песчаника серого, кварцевого, мелкозернистого, средней крепости на глинистом цементе порового типа с включением углефицированного детрита с аргиллитом темно-серым, плотным, средней крепости.

В рамках этой работы проведена детальная корреляция отложений среднеюрского и нижнеюрского комплекса. Созданы корреляционные проекты в среде программного комплекса PlotLog.

В представленной работе выполнено построение структурных поверхностей по разрезу нижнеюрского и доюрского комплексов. Все построения выполнялись в программно-методическом комплексе Isoline, математическая постановка задачи картирования структурной поверхности в котором есть решение вариационной задачи:

$$\min_{a,b,\lambda} \left\{ w_1 \|f(a,x) - p(x) + \Delta(b,x)\|_{R^N}^2 + w_2 \|D_1(f(a,x) - \lambda\varphi(x))\|_{L_2}^2 + w_3 \|D_2(f(a,x))\|_{L_2}^2 \right\}$$

a , b , λ — оцениваемые параметры, каждый из которых соответствует определенному математическому и физическому смыслу, ниже проиллюстрируем; w_i — весовые функции на заданные функционалы или исходную информацию; $f(a, x)$ — функция (искомое поле), аппроксимирующая исходные точечные данные и все ее заданные свойства; $p(x)$ — исходные точечные данные (значения геологического поля в точках, производные от $f(x)$), интегральные характеристики от $f(x)$ по заданным полигонам); $\Delta(b, x)$ — функция невязок (или разности) между различными группами исходных данных; $\varphi(x)$ — поверхность-аналог; D — дифференциальные операторы, с помощью которых задается концептуальная модель искомого поля.

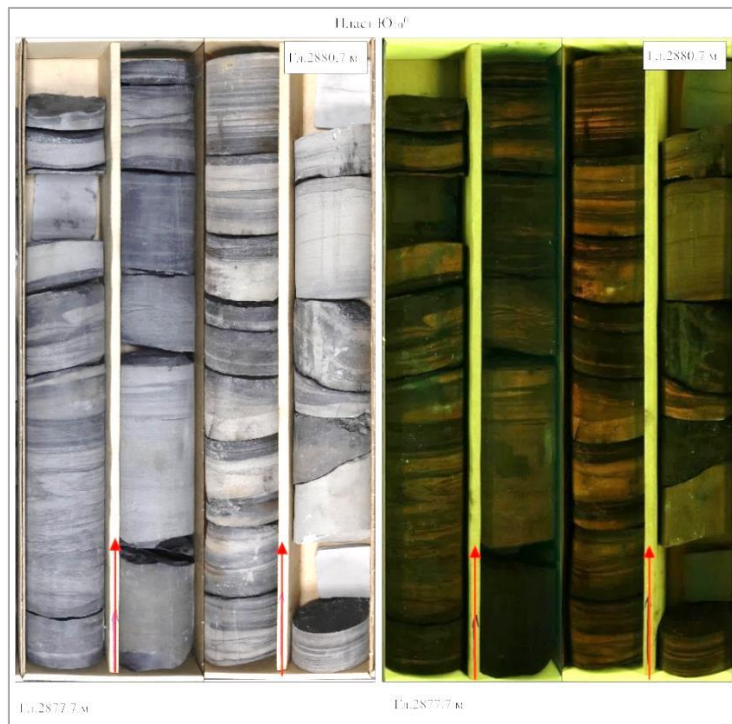


Рис. 4. Характеристика керна пород пласта Ю₁₀⁰ (скв. 75 Большая)

Оператор D_1 позволяет реализовать различные модификации метода «схождения», при этом параметр λ при решении конкретных задач приобретает определенный смысл (средняя скорость, если φ — поле изохрон, а f — структурная поверхность сейсмического горизонта; коэффициент выполаживания, если φ — структурный аналог и т. д.). С помощью D_2 учитывается генезис поля f , это различные условия на «сглаживание», анизотропные свойства, направления осадконакопления и т. п.

Исходными данными для системы структурных поверхностей юрских отложений являются:

- координаты вскрытия скважинами продуктивных пластов;
- данные корреляции разреза исследуемой площади, представленные в виде глубин и абсолютных отметок стратиграфических границ выделяемых пластов;
- результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) в виде набора данных глубин и абсолютных отметок границ, кровли верхнего и подошвы нижнего коллектора, эффективных толщин по каждому объекту;
- результаты обработки сейсмических данных в виде поверхностей основных опорных горизонтов.

В границах Сергинского НГР по данным геолого-геофизических исследований пласт Ю₁₀⁰ выделяется в 37 скважинах. Авторами была проведена интерпретация геолого-геофизических исследований в 29 скважинах. В дальнейшем исследования велись только по данным этих скважин.

Для определения петрофизических характеристик с целью создания данных детальной геологической модели резервуара и залежи нефти применялась комплексная поточечная интерпретация данных ГИС. При высокой неоднородности объекта, соизмеримой с вертикальной разрешающей способностью методов ГИС, преимущества поточечной интерпретации (по сравнению с попластовой) очевидны, так как позволяют изучать объект с учетом его детальной вертикальной неоднородности. Кроме того, при поточечном варианте интерпретации данных ГИС на порядок возрастает анализируемая выборка, что немаловажно при статистическом характере основных используемых петрофизических зависимостей.

Вместе с тем, особенности поточечной интерпретации обуславливают, во-первых, необходимость разработки специальных интерпретационных алгоритмов, учитывающих аппаратно-методические возможности применяемых геофизических методов и, во-вторых, высокие требования к исходным геофизическим кривым к этапу их обработки.

Обязательным этапом обработки материалов ГИС является увязка кривых по глубине, оценка качества исходной информации ГИС (интерпретационными методами) и, при необходимости, корректируются масштабы записи кривых. Затем устанавливаются границы прослоев, определяются отсчеты с кривых ГИС и оцениваются геофизические параметры (удельное электрическое сопротивление породы, удельное сопротивление и диаметр зоны проникновения ПЖ, относительная амплитуда ПС, двойной разностный параметр ГК и др.).

Задачи увязки кривых ГИС, расчленение разреза, оценки качества материалов и определения геофизических характеристик в скважинах решается с применением программных средств GeoOffice Solver.

Комплекс ГИС в скважинах выполнен в объеме:

- стандартный каротаж (КС, ПС);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- микрозондирование (МКЗ);
- кавернометрия (КВ) и профилометрия (Проф.);

- боковой каротаж (БК);
- боковой микрокаротаж (БМК);
- микрокавернометрия (МКВ);
- индукционный каротаж (ИК, ИКа);
- нейтронный каротаж (НК), запись велась большими и малыми зондами НКТ;
- гамма-каротаж (ГК);
- плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-п);
- акустический каротаж (АК);

Материалы ГИС в основном хорошего и удовлетворительного качества. Комплекс ГИС в целом достаточный для выполнения поставленных задач.

Литологическое расчленение разреза осуществлялось по всему комплексу геофизических методов с выделением песчано-алевролитовых, глинистых, плотных карбонатизированных пород и углей. Выделение коллекторов производилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных признаков либо количественных критериев. В настоящее время очень мало опубликованных трудов в области исследования пласта Ю₁₀⁰. Одна из таких работ выполнена специалистами ЗАО МиМГО [4].

В этой работе авторы предлагают модель пласта ЮК₁₀ Сергинского месторождения. По их мнению, под реперной пачкой — радомской — залегают песчаники и глинисто-алевролитовые породы пласта ЮК₁₀⁰, ниже выделяется песчаный пласт ЮК₁₀¹, еще ниже — ЮК₁₀². Таким образом, пласт ЮК₁₀⁰ рассматривается как верхняя часть пласта ЮК₁₀.

Такая корреляционная схема имеет принципиальное отличие от представленной нами модели (рис. 5). По нашему мнению, пласт Ю₁₀⁰ распространен внутри радомской пачки. Аналогичный подход рассматривался и другими специалистами [5]. Проблема выявления и детального картирования объекта ЮК₁₀⁰ связана со сложным характером распределения коллекторов.

В ходе исследований авторы попытались проследить распространение пласта Ю₁₀⁰, опираясь на имеющиеся данные бурения, испытаний, интерпретации ГИС, и предположить наиболее благоприятные участки для поиска залежей в данном объекте.

Исходя из предполагаемой геологической модели, распространение пласта Ю₁₀⁰ по аналогии с нижележащими пластами Ю₁₀₋₁₁ прогнозируется на склонах палеоподнятий и у их подножий. Для выделения зон распространения пласта авторами были построены карта толщин ΔН (А – Рад) и карта градиентов толщин ΔН' (А – Рад), где А — структурная карта по кровле фундамента, Рад — структурная карта по кровле радомской пачки.

Анализ этих карт позволил с некоторой долей условности оконтурить в пределах изучаемой территории зоны распространения отложений пласта Ю₁₀⁰, которые выделялись по углам наклона поднятий (рис. 5).

На карте толщин ΔН (А – Рад) распространение пласта определялось по сгущению изогипс, на карте градиентов толщин ΔН' (А – Рад) — по областям уменьшения с максимума до минимума значения градиентов. Так как карта градиентов является первой производной от карты толщин, она отражает скорость изменения толщины (см. рис. 5).

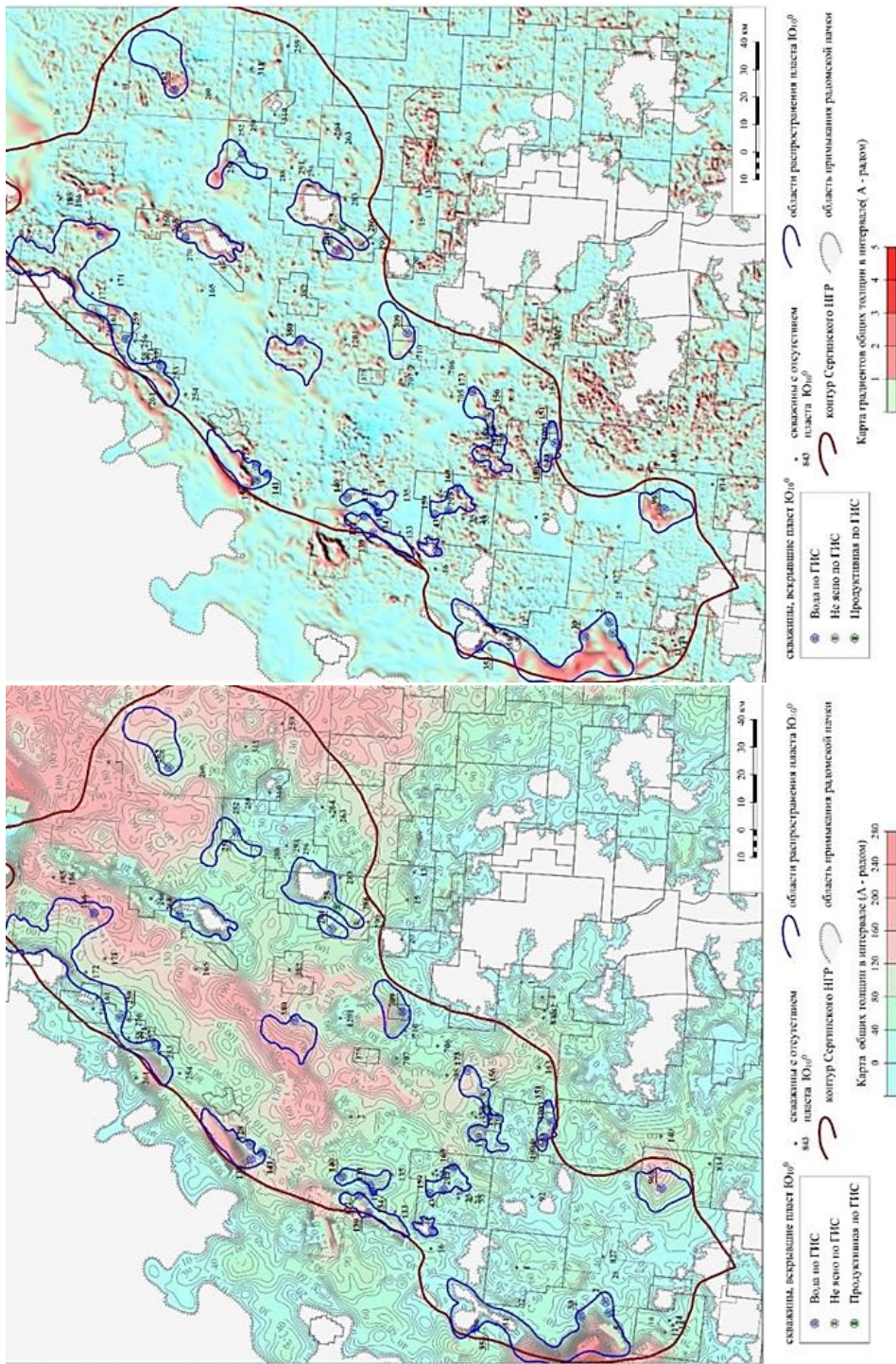


Рис. 5. Карты общих толщин ΔН (А – Rad) и градиентов толщин ΔН (А – Rad)

На рисунке 6 приведен геологический разрез нижеюрских отложений склона локального поднятия, осложняющего Сергинское куполовидное поднятие.

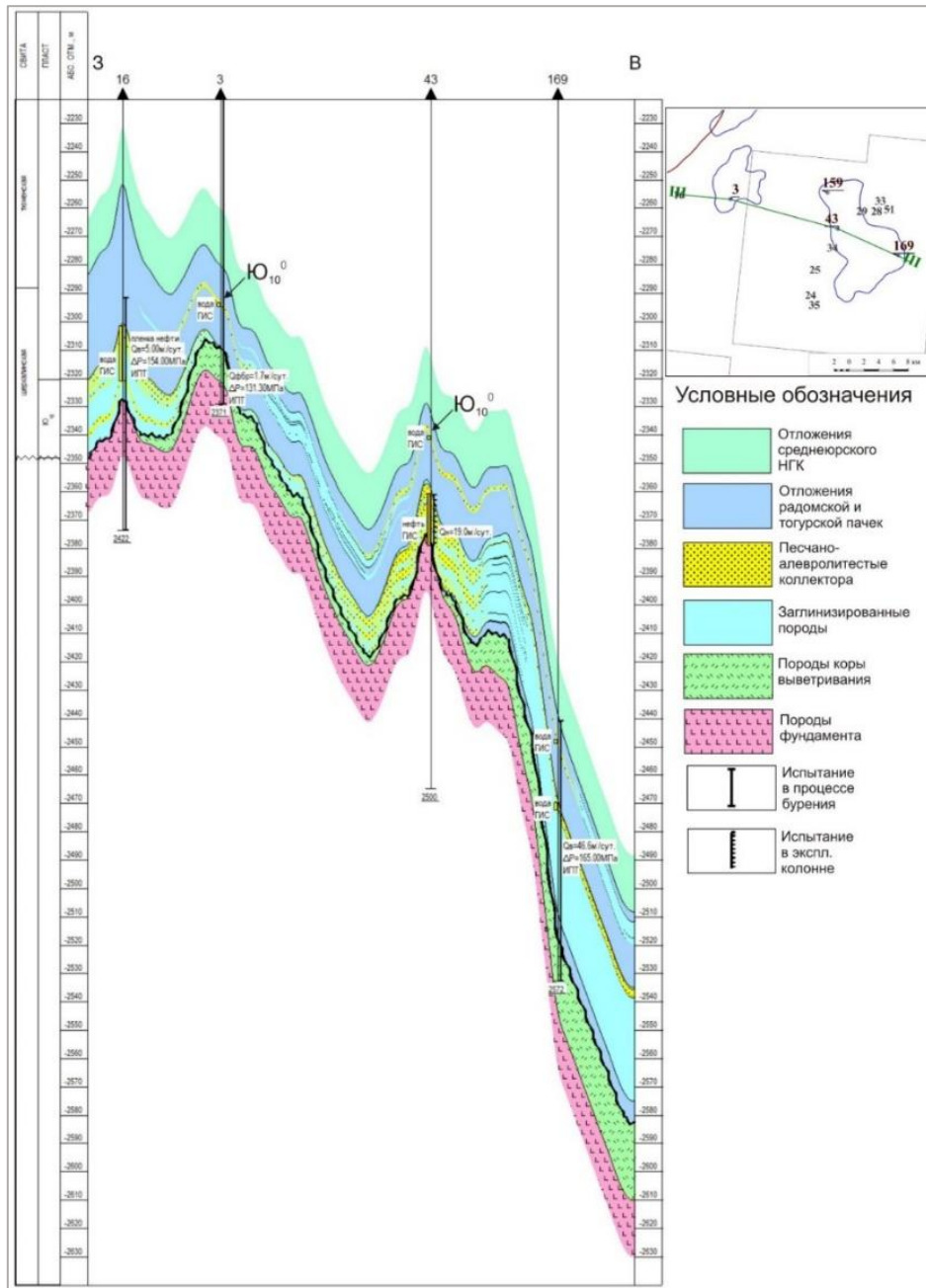


Рис. 6. Геологический разрез нижеюрских отложений по линии скважин: Хопыньгюганская — 16; Няргюганская — 3; Сергинская — 43; Каремпостская — 169

Как отмечалось выше, авторами была проведена интерпретация геолого-геофизических исследований в 64 скважинах, из них в 29 был выделен пласт Ю₁₀⁰.

По результатам определения геофизических параметров пласта Ю₁₀⁰ в скважинах преобладает эффективная толщина пропластков от 1 до 3 м, коэффициент пористости 16,5 %, коэффициент проницаемости 7,05 мД.

При сравнении литологических характеристик отложений лайдинского и надояхского горизонтов видно, что оба горизонта представлены аргиллитами (глинами), песчаниками, плотными породами с прослоями углей (рис. 7). Отличие состоит только в количественном соотношении этих пород в составе отложений горизонтов, соответственно и в процентном соотношении коллекторов и неколлекторов.

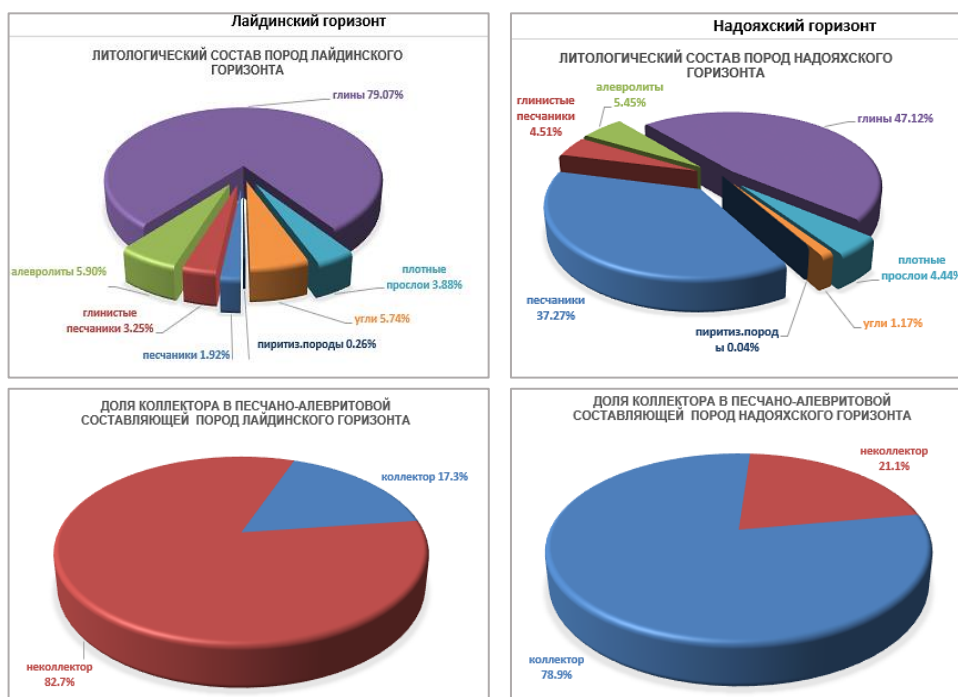


Рис. 7. Сопоставление состава пород для лайдинского и надояхского горизонтов

Как отмечалось ранее, породы коллектора в лайдинском горизонте — это пласт Ю₁₀⁰, а в надояхском — пласт Ю₁₀. Авторами были проанализированы геофизические параметры для обоих пластов и сделан вывод, что, несмотря на то, что доля коллектора в общей песчано-алевритовой составляющей пласта Ю₁₀⁰ значительно ниже, чем у нижележащего пласта Ю₁₀, свойства коллекторов — проницаемость и пористость — имеют близкие значения (табл.).

Сопоставление значений ФЕС пластов Ю₁₀⁰ и Ю₁₀

ПЛАСТ	Кпор срвз, % <u>Интервал</u> медианное значение	Кпрон, мД <u>Интервал</u> медианное значение
Ю ₁₀ ⁰	<u>12 – 19,6</u> 16,5	<u>0,22 – 50,3</u> 7,05
Ю ₁₀	<u>10 – 20</u> 17,9	<u>0,18 – 93</u> 7,4

В связи с тем, что отложения радомской пачки в целом не рассматривались как перспективный объект, испытания в этих отложениях практически не проводятся. На рассматриваемой территории отложения радомской пачки, а именно пласта Ю₁₀⁰, были испытаны только в одной скважине 75 Большой площади, где из интервала 2 877–2 880,5 м был получен приток нефти дебитом 0,2 м³/сут. на динамическом уровне 1 729 м.

По результатам определения геофизических параметров пласта Ю₁₀⁰ в скважинах общая толщина пласта Ю₁₀⁰ меняется от 0,4 м до 7,9 м, эффективная — от 0,4 м до 7 м.

В результате интерпретации геофизического материала авторами еще в 5 скважинах в разрезе пласта Ю₁₀⁰ прогнозируется характер насыщения «нефть». На рисунке 8 показаны предполагаемые перспективные зоны пласта Ю₁₀⁰.

Результаты

Анализ показал, что пласт Ю₁₀⁰ формировался в условиях погружения территории, процесс наступления моря происходил неравномерно, что позволяло песчано-алевритовым отложениям накапливаться на склонах наиболее приподнятых структур.

Выполнена корреляция отложений среднеюрского и нижнеюрского комплекса, построены структурные карты по этим отложениям. Проведена интерпретация геолого-геофизических исследований. Определены области распространения пласта Ю₁₀⁰. Построены карты общих толщин и предполагаемых перспективных участков пласта Ю₁₀⁰.

В результате обобщения всех данных исследований в качестве перспективных участков выделены участки, приуроченные к склонам локальных поднятий Сергинского КП, Радомского мегавала и Полуйского свода.

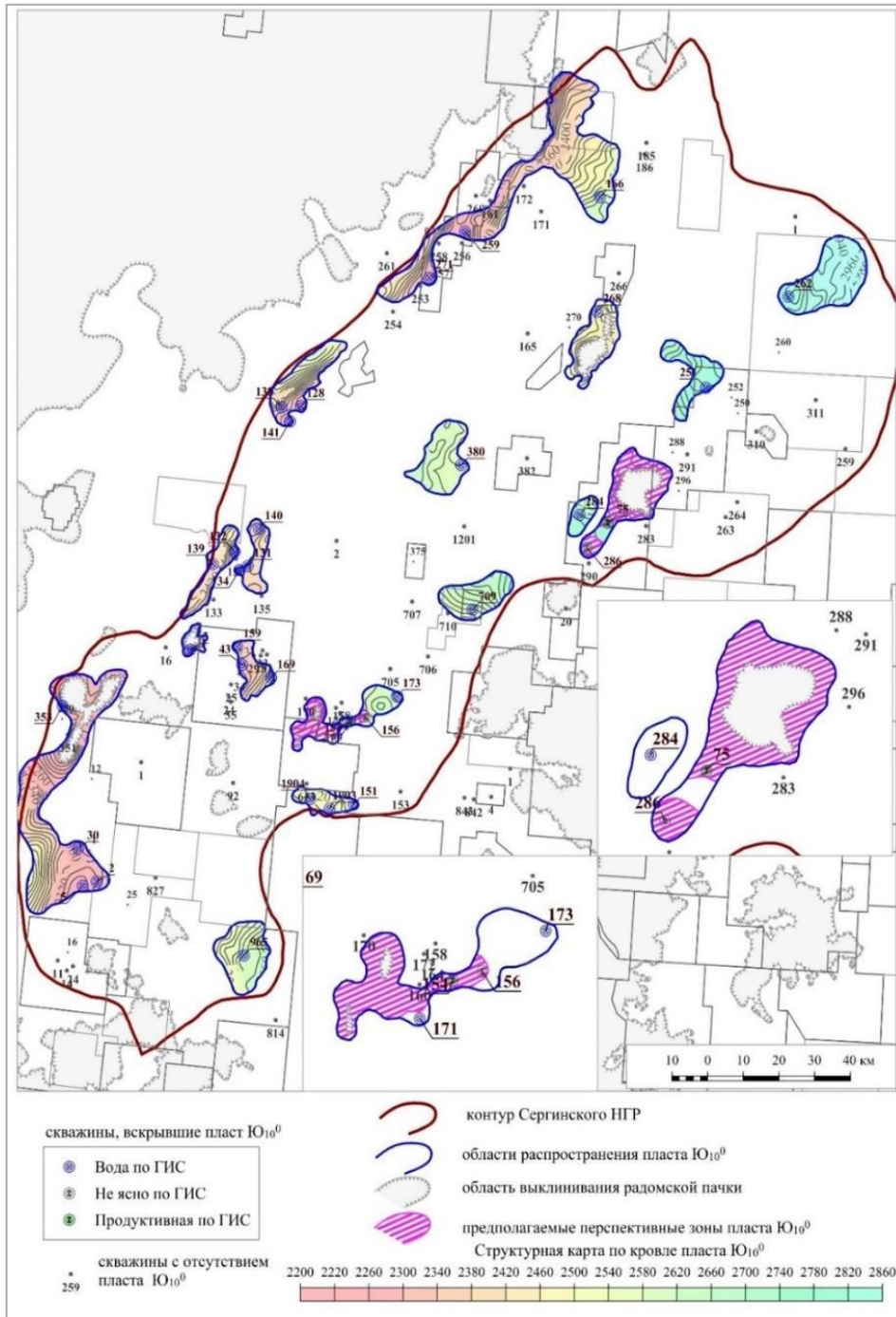


Рис. 8. Карта предполагаемых перспективных участков пласта Ю₁₀⁰

Выводы

По мнению авторов, объект Ю₁₀⁰ перспективен и требует более детального исследования, причем не только на территории Сергинского НГР.

Возможно, в дальнейшем, после детальных работ по изучению пласта Ю₁₀⁰, его можно будет объединить в один объект разработки с нижележащим пластом Ю₁₀, так как в отложениях пласта Ю₁₀⁰ ФЕС, в первую очередь проницаемость, мало отличаются от свойств пласта Ю₁₀ и пласты находятся на небольшом расстоянии друг от друга по вертикали.

Список источников

1. Афанасьев, С. А. История формирования нижнесреднеюрских отложений в связи с нефтеносностью / С. А. Афанасьев, В. И. Москвин. – Геология нефти и газа, 1995. – Текст : непосредственный.
2. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова, [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.
3. Ясович, Г. С. Условия формирования и перспективы нефтегазосности нижнеюрских отложений Западной Сибири / Г. С. Ясович, А. Г. Мухер, Г. П. Мясникова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1987. – № 9 – С. 23–28.
4. Создание новой методологии — необходимое условие для успешного освоения нефтяных ресурсов Шеркалинской свиты (Сергинское месторождение) / Келлер М.Б., В. С. Славкин, Н. С. Шик, М. П. Голованов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2001. – № 6.
5. Отчет Сергинской 12/04-06 сейсморазведочной партии о работах масштаба 1:50000, проведенных в 2004–2006 гг. на Сергинской площади / Грицык Г. В., Головкин В. Н., Шишкина Г. А. [и др.]. – Хантымансийскгеофизика, 2007. – Текст : непосредственный.

References

1. Afanas'ev, S. A. & Moskvina, V. I. (1995). Istoriya formirovaniya nizhnosredneyurskikh otlozheniy v svyazi s neftenosnost'yu. *Geologiya nefi i gaza*. (In Russian).
2. Kontorovich, A. E., Kontorovich, V. A., Ryzhkova, S. V., Shurygin, B. N., Vakulenko, L. G., Gaideburova, E. A., ... & Yan, P. A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54 (8), pp. 747-779. (In Russian).
3. Yasovich, G. S., Mukher, A. G. & Myasnikova, G. P. (1987). Usloviya formirovaniya i perspektivy neftegazonosnosti nizhneyurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. *Russian oil and gas geology*, (9), pp. 23-28. (In Russian).
4. Keller, M. B., Slavkin, V. S., Shik, N. S., & Golovanov, M. P. (2001). Sozdanie novoy metodologii — neobkhodimoe uslovie dlya uspeshnogo osvoeniya neftyanykh resursov SHerkalinskoy svity (Serginskoe mestorozhdenie). *Russian oil and gas geology*. (6). (In Russian).

5. Otchet Serginskoy 12/04-06 seysmorazvedochnoy partii o rabotakh masshtaba 1:50000, provedennykh v 2004–2006 gg. na Serginskoy ploshchadi. (2007). Khantymansiyskgeofizika. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Блиноква Анна Викторовна, научный сотрудник отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилемана», г. Тюмень

Anna V. Blinkova, Researcher at the Department of Geology of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

Попова Наталья Леонидовна, старший научный сотрудник отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилемана», г. Тюмень

Natalia L. Popova, Senior Researcher at the Department of Geology of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

Щербакова Лидия Николаевна, старший научный сотрудник отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилемана», г. Тюмень

Lidiya N. Shcherbakova, Senior researcher at the Department of Geology of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

Шишкина Наталья Валентиновна, старший научный сотрудник отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилемана», г. Тюмень

Natalia V. Shishkina, Senior Researcher at the Department of Geology of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

Бертрам Яна Робертовна, заведующая лабораторией отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилемана», г. Тюмень
bertram@crru.ru

Yana R. Bertram, Head of the Laboratory of the Geology Department of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, bertram@crru.ru.

Статья поступила в редакцию 30.08.2024; одобрена после рецензирования 25.10.2024; принята к публикации 11.11.2024.

The article was submitted 03.08.2024; approved after reviewing 25.10.2024; accepted for publication 11.11.2024.

УДК 550.8.052

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-26-38

EDN: FYOYFM

Новые возможности применения структурной интерпретации имиджера плотности при геонавигации скважин

Г. В. Казанцев*, В. Ф. Гришкевич

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**kazancevg@inbox.ru*

Аннотация. На сегодняшний день такие источники, как имиджеры не в полной мере используются при геонавигации скважин. Авторы статьи считают, что углы и направления слоистости, полученные в результате структурной интерпретации имиджера плотности в горизонтальных скважинах, возможно использовать при определении границ и направлений песчаных тел. Цель работы — показать новые возможности применения структурной интерпретации имиджера плотности при геонавигации скважин.

На примере одной горизонтальной скважины продемонстрированы возможности комплексного анализа структурной интерпретации имиджера плотности и сейсмических данных. По направлению бурения выделены песчаные каналы, которые характеризовались разным углом и направлением слоистости. Направления, полученные при интерпретации имиджера плотности, согласуются с направлением, полученным при интерпретации сейсмических данных.

Анализ структурной интерпретации имиджера плотности 52 горизонтальных скважин показал, что пропластки, которые по результатам интерпретации имиджера плотности характеризуются высокими углами падения (более 15°), имеют преимущественно более высокие фильтрационно-емкостные свойства.

Таким образом, комплексный учет в процессе бурения структурной интерпретации имиджера плотности, сейсмических данных и картографа границ позволит определить границы и направления геологических объектов и определять верное направление дальнейшего бурения горизонтальных скважин.

Ключевые слова: имиджер плотности, картограф границ, направление и угол слоистости, геонавигация скважин, коэффициент пористости

Для цитирования: Казанцев, Г. В., Новые возможности применения структурной интерпретации имиджера плотности при геонавигации скважин / Г. В. Казанцев, В. Ф. Гришкевич. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-26-38 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 2. — С. 26–38. EDN: FYOYFM

New possibilities of applying structural interpretation of density image for geonavigation of wells

Gleb V. Kazantsev*, Vladimir F. Grishkevich

Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia

**kazancevg@inbox.ru*

Abstract. Currently, tools such as density imagers are not fully utilized in geonavigation of wells. The authors of this paper propose that the angles and directions of layering obtained through the structural interpretation of density imager data in horizontal wells can be utilized to identify the boundaries and orientations of sand bodies. The aim of this study is to demonstrate new applications of structural interpretation of the density imager in geonavigation of wells.

An example from a horizontal well illustrates the potential benefits of combining structural interpretation of density imager data with seismic data analysis. Based on the drilling direction, different sand channels were identified, each characterized by varying angles and directions of layering. The directions derived from the density imager interpretation correspond closely with those obtained from seismic data interpretation.

Analysis of the structural interpretation of density imager data from 52 horizontal wells indicates that layers with high dip angles (greater than 15°) generally exhibit better filtration and reservoir properties.

Therefore, integrating the structural interpretation of density imager data, seismic data, and boundary mapping during the drilling process can aid in defining the boundaries and orientations of geological formations, ultimately helping to determine the optimal direction for further horizontal well drilling.

Keywords: density imager, boundary mapping, layering direction and angle, geonavigation of wells, porosity coefficient

For citation: Kazantsev, G. V. & Grishkevich, V. F. (2025). New possibilities of applying structural interpretation of density image for geonavigation of wells. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 26-38. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-26-38

Введение

Песчаник является горной породой, которая при определенных условиях может быть насыщена углеводородами. Ф. Дж. Петтиджон, П. Поттер и Р. Сивер разработали ряд классификаций песчаника на основе параметров — размер, форма зерен, окатанность, сортировка, текстура и слоистость [1]. В статье особое внимание уделено слоистости. Авторы считают, что анализ углов и направления внутрипластовой слоистости позволяет уточнить геологическую модель и модель геонавигации. Важнейшими параметрами, характеризующими слоистость, являются ее угол и направление.

Углом слоистости называется угол между вектором, лежащим на поверхности слоя направленного в сторону его наклона, и его проекцией на горизонтальную плоскость. Этот угол часто называют углом естественного откоса или углом наклона [1].

Мощность текстуры течения отражает силу, масштаб течения потока и угол слоистости. Аллен [2] первым определил иерархический порядок текстур в зависимости от условий формирования потока (рис.1).

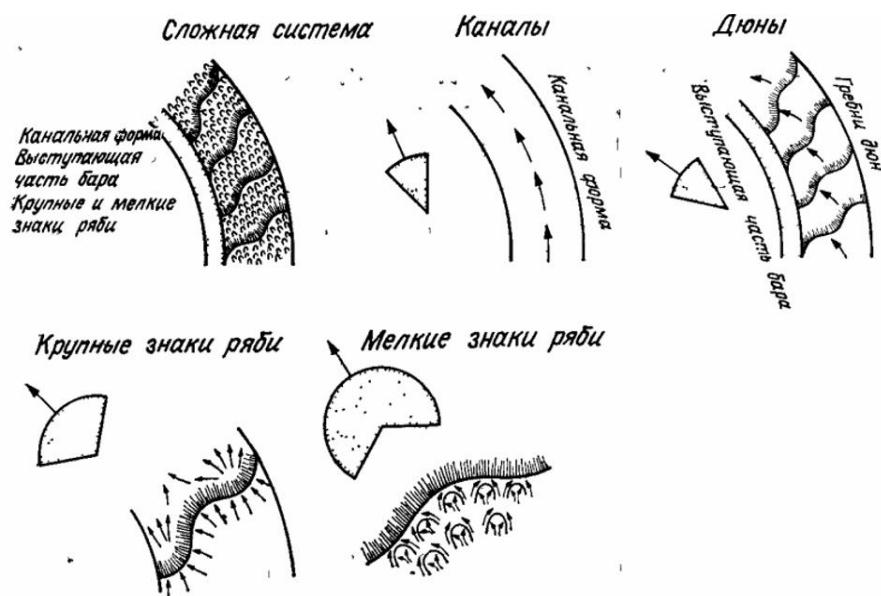


Рис. 1. Иерархический порядок текстур разных систем течения: каналы, дюны, знаки ряби мелкого и крупного масштаба [2]

Еще один параметр, характеризующий слоистость, — ее ориентировка или направление. В зависимости от условий формирования потока каждый песчаный объект характеризуется определенным типом распределения направлений слоистости (рис. 2):

- одномодальная;
- бимодальная;
- бимодальная (симметричная);
- полимодальная (беспорядочная).

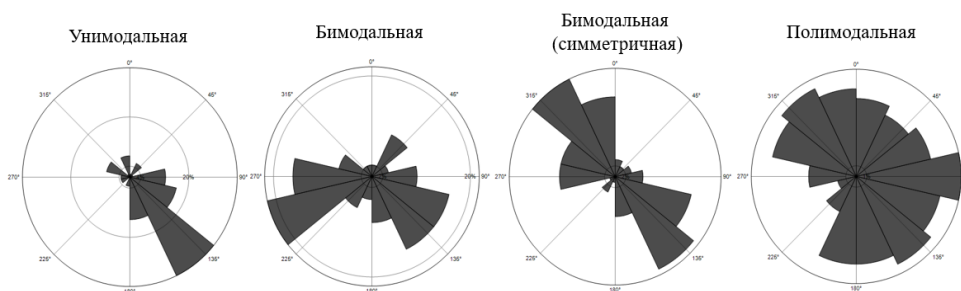


Рис. 2. Типовые розы-диаграммы направлений слоистости

Следует учитывать, что направление и угол косои слоистости могут быть изменены в результате смятия неуплотненного осадка или бокового давления при тектонических подвижках. Таким образом, в тектонически активных областях необходимо вводить поправки за влияние тектоники на слоистость.

Ориентировка зерен, как правило, определяется по осадочным текстурам керновых данных. Однако угол и направление слоистости возможно определить не только по керновым данным, но и в результате структурной интерпретации имиджеров скважин [3]. Увязка результатов интерпретации имиджера плотности с данными картографа границ и сейсмическими данными позволит достоверно определить направление и мощность вскрытых геологических тел.

Имидж, или микроимиджер — это графическое отображение стенок скважины. Является результатом записи ряда геофизических исследований скважин (ГИС). На диаграммах представляет собой развертку цилиндра от 0° до 360°, ориентированную по сторонам света относительно севера или «верха» скважины (рис. 3).

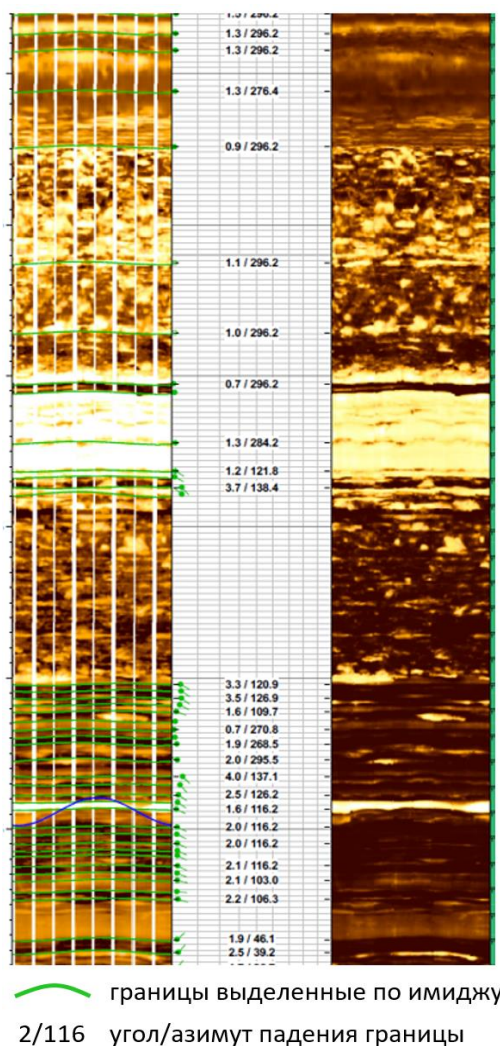


Рис. 3. Микроимидж и интерпретация структурных особенностей

Структурная интерпретация имиджера заключается в трассировании или векторизации поверхностей структурно-текстурных элементов, пересекаемых стволом скважины. Все выделенные границы возможно классифицировать. Классификация подразумевает логическое объединение видимых по имиджам объектов со сходными структурными или текстурными признаками в группы с использованием одного основания, позволяющего точно установить критерии разделения между группами объектов. Помимо классификации по структурно-текстурным признакам, классификацию можно осуществлять по степени угла наклона и его направления.

Классификация выделенных элементов по текстурно-структурным признакам:

- элементы внутрипластовой слоистости;
- структурно-стратиграфические элементы, выступающие границами пластов;
- плотные и углистые пропластки;
- разломы;
- трещины;
- вывалы и техногенные трещины.

В большинстве случаев структурными объектами выступают границы пластов и внутрипластовая слоистость. Границы пластов представляют собой единицы, определяющие общий характер напластования, который, в свою очередь, первоначально зависит от условий осадконакопления, а в последующем — от геологической истории развития территории. Следует отметить, что элементы залегания границ напластования не являются структурными элементами залегания, а определяют их [4].

При интерпретации имиджера плотности важно понимать следующие аспекты.

1. Качество имиджа плотности не всегда соответствует требуемому уровню для интерпретации. Это может быть связано как с искажениями при записи данных, так и с искажениями из-за некачественной обработки. Кроме того, на качество записи имиджа заметно влияет состояние ствола скважины [5]. Таким образом, низкое качество имиджа может проявиться на всех этапах работы.

2. Имидж ствола — это не фотография стенки скважины. Качество интерпретации имиджа зависит от опыта интерпретатора. На сегодняшний день имиджеры задействуют при бурении горизонтальных участков скважин, оценивая геометрические свойства структурной поверхности целевого интервала по направлению бурения. Высокоразрешающие микроимиджеры, как правило, записывают в вертикальных скважинах и используют для уточнения направления горизонтального напряжения и сноса осадочного материала [6].

3. Существует разрешающая способность имиджеров плотности. Согласно техническим характеристикам аппаратуры вертикальная

разрешающая способность имиджей гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) составляет 15 см. Радиальная разрешающая способность имидже-ров определяется количеством секторов, на которых размещены электро-ды-регистраторы. Для имиджей ГГКп данные регистрируются по 16 секто-рам. Таким образом, разрешающая способность имидже-ров определяет по-грешности и ограничения оценок характеристик структурных элементов. Например, для скважины диаметром 155 мм погрешность оценки кажуще-гося угла падения составляет $\pm 1,5^\circ$, а кажущегося азимута $\pm 22,5^\circ$.

Картографы границ — это система дистанционного определения границ пласта, которая представляет собой технологию сверхглубокого картирования контрастных по сопротивлению границ, основанную на ме-тоде электромагнитного каротажа, включающего широкий диапазон глу-боких направленных электромагнитных излучений. Приборы состоят из двух или трех отдельных модулей, а именно источника электромагнитного сигнала и приемников. За счет большого расстояния между источником и приемниками электромагнитного сигнала, а также применения пониженно-го диапазона рабочих частот (2–8 кГц) достигается большая глубинность исследования, достигающая до 30–45 м от ствола скважины.

За счет большой глубины исследований применение картографов да-ет возможность определения границ пласта до их физического пересечения стволом скважины. Погрешности и неопределенности исследования обу-словлены погрешностью инклинометрических замеров, состояния ствола скважин, качества обработки данных и опытом интерпретатора. Картогра-фы границ являются косвенным источником данных. Применение карто-графа границ в горизонтальных скважинах может позволить уточнить по-ложение водонефтяного контакта (ВНК) [7], снизить неопределенности в процессе бурения и уточнить геологическое строение целевого пласта [8].

Применение метода позволяет значительно снизить риск выхода из целевого интервала. На 2024 год приборы для картирования границ были представлены западными компаниями (AziTrak LWD [AziTrak], PeriScope [PeriScope. Сервис картирования границ пластов], GeoSphere [Технология сверхглубокого картирования при бурении GeoSphere]).

На сегодняшний день такие источники, как имиджеры не в полной мере используются при геонавигации скважин. Авторы статьи считают, что комплексный учет в процессе бурения структурной интерпретации имиджа плотности, сейсмических данных и картографа границ позволит определить границы и направления геологических объектов и определять верное направление дальнейшего бурения горизонтальных скважин.

Объект и методы исследования

Объект исследования — пласт ТП₁₈ мелового возраста. Залегает на глубине 2 400–2 500 м. Пласт изучен бурением более 70 разведочных и эксплуатационных скважин, отобрано 60 м керна из 15 скважин. Бурение

горизонтальных секций эксплуатационных скважин выполнено с записью имиджа плотности и картографа границ. Средний коэффициент песчаности по скважинам равен 0,51 д. ед. Вскрытая вертикальная мощность каналов достигает 20 м. Коэффициент пористости (Кп) варьируется от 0,1 до 0,36 д. ед. при среднем значении 0,16 д. ед. Пласт сформировался в пределах приливно-отливной равнины, прорезанной каналами с приливно-отливным влиянием. Принадлежность исследуемых пластов к прибрежно-континентальным отложениям подтверждена седиментологическим описанием кернa. Наблюдается косая и разнонаправленная слоистость, а также наличие углефицированных корешков растений.

Продуктивные отложения пласта полностью покрыты данными сейсморазведки 3D. Сейсмической основой исследований послужил объединенный трехмерный куб, составленный из отдельных съемок, выполненных методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки. Тип источника возбуждения колебаний — взрывной и вибрационный. Для объекта исследования с целью прогноза коллекторских свойств используются результаты детерминистической инверсии в виде куба псевдопесчаности (NTG).

Результаты

Рассмотрим результаты интерпретации имиджера плотности в процессе бурения горизонтальной скважины 31ГС на один из пластов прибрежно-континентального генезиса.

По результатам структурной интерпретации имиджера плотности выделяются три группы объектов с унимодальными направлениями слоистости. Отличия заключаются в азимутах направления и углах падения слоистости:

- 1) в азимуте 315° и относительно большими углами падения в интервале глубин 3 230–3 750 м;
- 2) в азимуте 135° и относительно малыми углами падения в интервале глубин 3 750–4 090 м;
- 3) в азимуте 55° и относительно большими углами падения в интервале глубин 4 090–4 500 м.

При интерпретации картографа границ по направлению бурения надежно выделяются границы трех объектов, характеризующиеся разными моделями сопротивлений.

Последующий сейсмический анализ прогнозных кубов псевдопесчаности по детерминистической инверсии также показал на вскрытие трех объектов, направление простирания которых совпадает с направлениями, определенными по структурной интерпретации имиджера плотности.

Для каждого пропластка по данным имиджера плотности определен элемент залегания, а именно угол и азимут падения или роста. Также по

методам ГИС в каждом пропластке определены значения коэффициента пористости (Кп). Кп в горизонтальных скважинах с аппаратурой записи каротажа в процессе бурения рассчитан по данным ГГКп с учетом поправки и коррекции за влияние углеводородов.

Первая треть ствола скважины вскрыла мощный канал, характеризующийся высокими Кп. Песчаник с хорошими Кп отличается большими углами слоистости. Направление слоистости изменяется от 305° до 330° с модальным значением 315° . По картографу границ надежно выделяются границы геологического тела, характеризующегося высокоомными значениями. Сейсмический анализ куба песчаности позволил проследить вскрытый канал северо-западного направления (рис. 4).

Второй объект, вскрытый скважиной согласно структурной интерпретации имиджера плотности, имеет малые углы слоистости, юго-восточное направление простирания с азимутом $130-140^\circ$ с модальным значением азимута 135° .

Объект характеризуется чередованиями песчаных пропластков с невысокими Кп и небольшой мощности, что подтверждается малыми углами слоистости. Большая часть ствола скважины проведена в кровельной части канала.

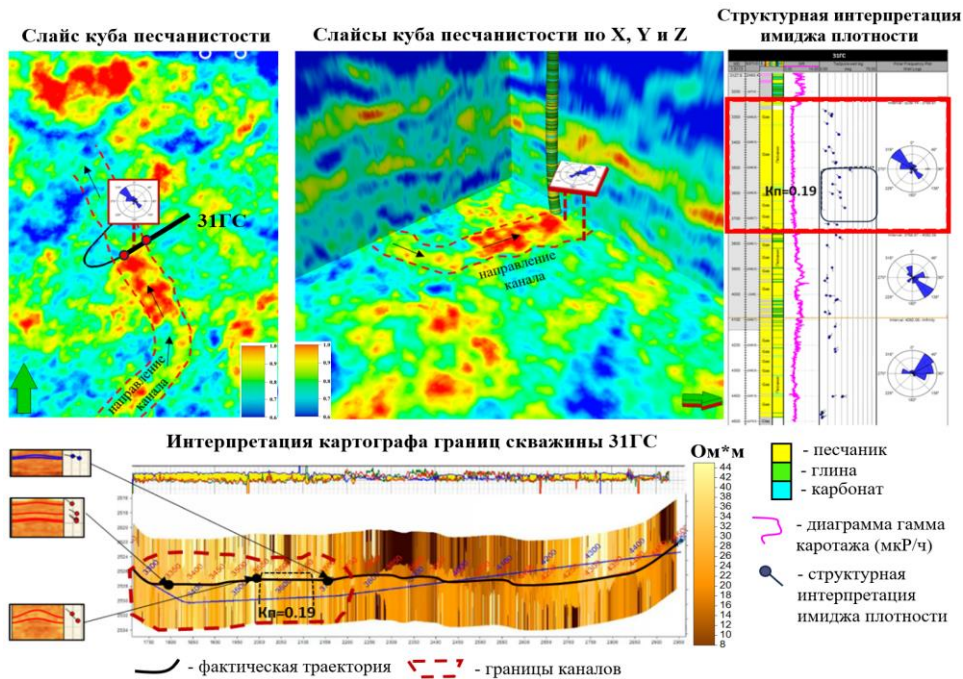


Рис. 4. Канал, вскрытый первой частью ствола горизонтальной скважины в процессе бурения

Границы тела надежно выделяются по картографу границ и отличаются меньшим сопротивлением. Это направление также подтверждается слайсами прогнозного куба песчаности (рис. 5).

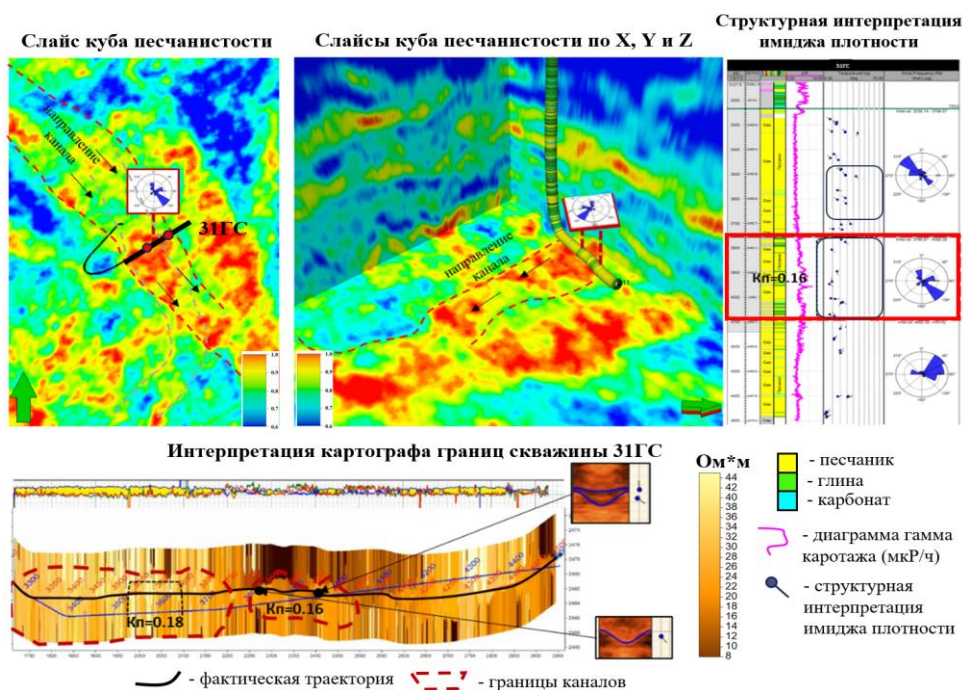


Рис. 5. Канал, вскрытый второй частью горизонтальной скважины в процессе бурения

Таким образом, при бурении скважины 31ГС на забое 3 750 м интерпретация исходных данных (структурная интерпретация имиджа плотности, картограф границ и сейсмические данные) указывала на вскрытие нового объекта. Геологическая информация, полученная при бурении в первом объекте в интервале 3 250–3 750 м, теряет свою актуальность и модель геонавигации необходимо перестраивать на новые исходные данные.

На забое выделяется третий вскрытый геологический объект, характеризующийся высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Направление слоистости изменяется от 40° до 90° с модальным значением 55°. По картографу границ надежно выделяется граница геологического тела, характеризующегося высокоомными значениями. В ходе сейсмического анализа прогнозного куба песчаности удалость проследить вскрытый канал северо-восточного направления (рис. 6).

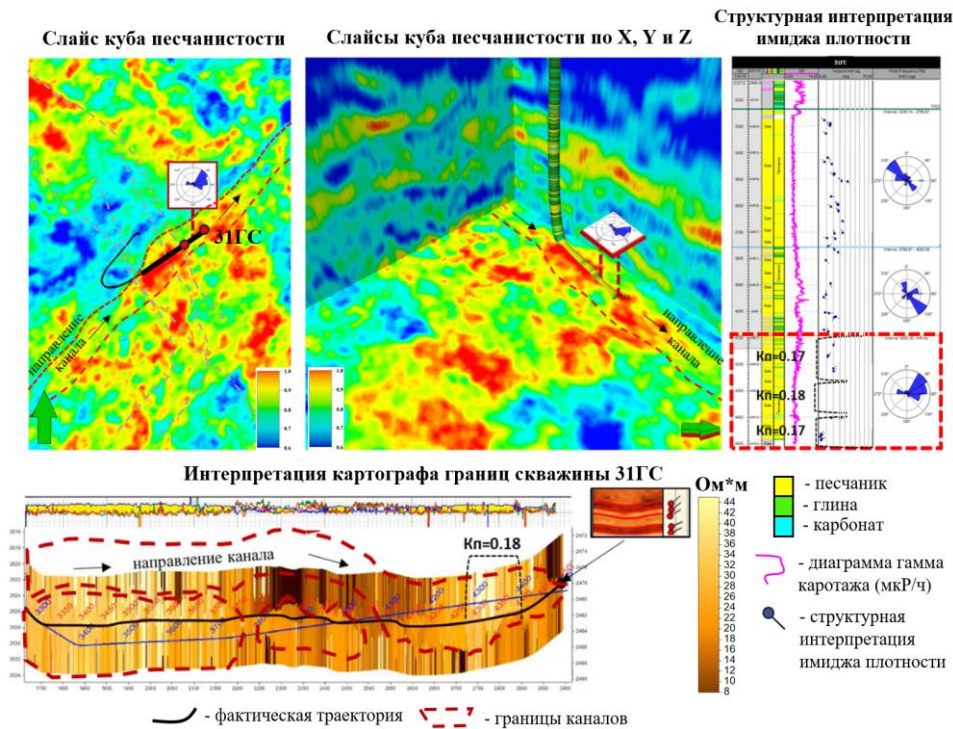


Рис. 6. Канал, вскрытый третьей частью горизонтальной скважины в процессе бурения

Обсуждение

В ходе комплексного анализа горизонтальной скважины ЗГС наблюдается корреляция угла внутрипластовой слоистости и K_p . Для подтверждения валидности данной корреляции для других скважин ниже представлены диаграммы размаха коэффициента пористости с группировкой по углу внутрипластовой слоистости. Статистика представлена по 52 скважинам (рис. 7).

По анализу диаграмм можно заключить, что пропластки песчаника с высокими K_p преимущественно характеризуются высокими углами слоистости. Особенно выделяются четыре группы пропластков:

- 1) с углом слоистости менее 10° . Диапазон изменения K_p от 10 до 24 %. Медианное значение K_p — 17 %;
- 2) с углом слоистости от 10° до 15° . Диапазон изменения K_p от 11 до 32 %. Медианное значение K_p — 18 %;
- 3) с углом слоистости от 15° до 30° . Диапазон изменения K_p от 11 до 32 %. Медианное значение K_p около 22 %. Коллектор значительно лучше по K_p ;
- 4) с углом слоистости от 30° . Диапазон изменения K_p от 13 до 30 %. Медианное значение K_p около 24%. Почти отсутствуют коллектора с невысокими K_p .

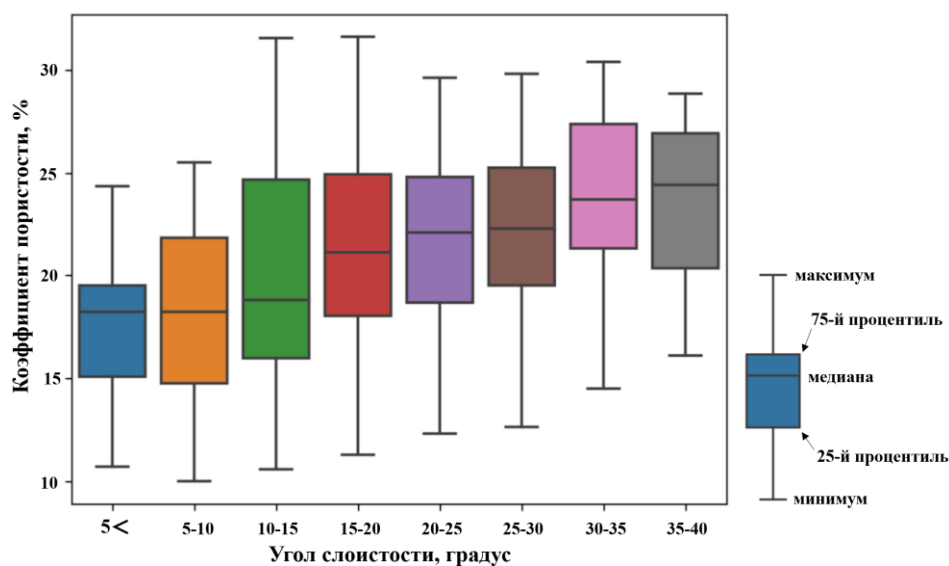


Рис. 7. Зависимость коэффициента пористости песчаных пропластков от угла слоистости

Выводы

1. Анализ структурной интерпретации имиджа плотности показал, что пропластки, которые по результатам интерпретации имиджа плотности характеризуются высокими углами падения (более 15°), имеют преимущественно более высокие ФЕС. Это можно использовать для определения динамики потока аллювиальных отложений, направления и расстояния до источника сноса.

2. Комплексный учет в процессе бурения структурной интерпретации имиджа плотности, сейсмических данных и картографа границ позволит определить границы и направления геологических объектов. Понимание факта входа или выхода из объекта бурения позволяет принимать корректные решения при геонавигации скважин.

Список источников

1. Петтиджон, Ф. Пески и песчаники : фундаментальные труды зарубежных ученых по геологии, геофизике и геохимии / Ф. Петтиджон, П. Поттер, Р. Сивер ; перевод с английского А. Л. Книппера, Н. А. Лисицыной и О. М. Розена ; под редакцией А. Б. Ронова. – Москва : Мир, 1976. – 534 с. – Перевод изд.: Pettijohn, F. J.; Potter, P. E.; Slevor, R. Sand and sandstone, Berlin a. o., 1972. – Текст : непосредственный.

2. Allen, J. R. L. Some recent advances in the physics of sedimentation / J. R. L. Allen. – DOI 10.1016/S0016-7878(69)80016-7. – Text : direct // Proceedings of the Geologists' Association. – 1969. – Vol. 80, Issue 1. – P. 1–42.

3. Kazantsev, G. V. Lithofacial Interpretation of the Section in the Core Absence Intervals Using Microimager Data / G. V. Kazantsev, A. I. Ivanov. – DOI 10.2118/206593-MS. – Text : direct // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2021. – P. D031S015R002.

4. Каталог интерпретационных решений Schlumberger. – Текст : электронный. – URL: https://www.slb.ru/upload/iblock/8b3/ds_catalogue_2017_upd.pdf
5. Стищенко, С. И. Геонавигация в 5 кликов / С. И. Стищенко, А. Н. Сабиров. – Москва : EAGE Геомодель, 2018. – 160 с. – Текст : непосредственный.
6. Real-Time Dip Applications for Geosteering Horizontal Wells, Onshore Nigeria / E. Ingebrigtsen, R. Onyirioha, J. Garrity [et al.]. – DOI 10.2118/85660-MS. – Text : direct // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2003. – P. SPE-85660-MS.
7. Определение положения водонефтяного контакта во время бурения в условиях неопределенности, связанной с замерами инклинометрии, по данным прибора азимутального резистивиметра / П. А. Гречихо, К. О. Забоев, Р. Рузаев, П. Гречихо. – DOI 10.2118/187910-MS. – Текст : электронный // Тезисы доклада Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE. – 2017. – Москва. – 7 с. – SPE-187910-RU. – URL : <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/17RPTC/17RPTC/D033S041R003/245023?redirectedFrom=PDF>
8. Геонавигация на ВТСМ посредством новой технологии мультипластового картирования разреза в процессе бурения / А. А. Лутфуллин, А. А. Брегида, М. В. Томчик и др. – DOI 10.2118/171195-MS. – Текст : электронный // Тезисы доклада Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче – 2014. – Москва. – 8 с. – SPE-171195-RU. – URL : <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/14ROGC/SPE-171195-MS/212039>

References

1. Katalog interpretatsionnykh resheniy Schlumberger. (2017). (In Russian). Available at: https://www.slb.ru/upload/iblock/8b3/ds_catalogue_2017_upd.pdf
2. Pettijohn, F. J., Potter, P. E., & Siever, R. (1972). Sand and sandstones, Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 618 p. (In English).
3. Stishenko, S. I. & Sabirov, A. N. (2018). Geonavigatsiya v 5 klikov. Moscow : EAGE Geomodel', 160 p. (In Russian).
4. Allen, J. R. (1969). Some recent advances in the physics of sedimentation. Proceedings of the Geologists' Association, 80(1), pp.1-42. (In English). DOI: 10.1016/S0016-7878(69)80016-7
5. Kazantsev, G. V., & Ivanov, A. I. (2021). Lithofacial Interpretation of the Section in the Core Absence Intervals Using Microimager Data. SPE Russian Petroleum Technology Conference, p. D031S015R002. (In English). DOI: 10.2118/206593-MS
6. Ingebrigtsen, E., Onyirioha, R., Garrity, J., Logan, J., & Butt, P. (2003). Real-Time Dip Applications for Geosteering Horizontal Wells, Onshore Nigeria. In SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, pp. SPE-85660. (In English). DOI: 10.2118/85660-MS
7. Zaboev, K., Ruzaev, R., Mikhailov, A., & Grechiho, P. (2017). Determination of Oil/Water Contact While Drilling by Interpreting Data from the Azimuthal Deep Resistivity Tool under Conditions of Uncertainty Associated with the Measurements of Inclination. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. SPE-187910-MS, 7 p. (In Russian). DOI 10.2118/187910-MS. Available at: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/17RPTC/17RPTC/D033S041R003/245023?redirectedFrom=PDF>

8. Lutfullin, A. A., Bregida, A. A., Tomchik, M. V., Kozlov, V. N., Shabalinskaya, D. D., Belyaev, A. S. ...& Kim, V. E. (2014). Well Placement and Reservoir Characterization Advancement in VTSM Field With New Multiple Boundary Delineation Technique. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, SPE-171195-MS, 8 p. (In Russian). DOI 10.2118/171195-MS. Available at: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/14ROGC/SPE-171195-MS/212039>

Информация об авторах / Information about the authors

Казанцев Глеб Владимирович, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень. kazancevg@inbox.ru

Гришкевич Владимир Филиппович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Gleb V. Kazantsev, Senior Lecturer at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, kazancevg@inbox.ru

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

Статья поступила в редакцию 12.07.2024; одобрена после рецензирования 21.10.2024; принята к публикации 12.02.2025.

The article was submitted 12.07.2024; approved after reviewing 21.10.2024; accepted for publication 12.02.2025.

УДК 550.845.05(571.12)
DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-39-53
EDN: GBTLPA

Анализ неоднородности результатов гидрогеохимического мониторинга апт-альб-сеноманского комплекса на месторождениях Западной Сибири

А. Г. Плавник^{1,2}, Ю. И. Сальникова^{1,2*}, В. А. Бешенцев¹, Т. В. Семенова¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Институт геологии нефти и газа им. А. А. Трофимука, Западно-Сибирский филиал Сибирского отделения РАН, Тюмень, Россия

*salnikovaji@tyuiu.ru

Аннотация. В статье представлены результаты исследований пластовых вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Сибирского артезианского бассейна, проводимых в рамках многолетнего мониторинга на нефтяных и газовых месторождениях. Актуальность исследования определяется недостаточной изученностью природы формирования современных гидрогеохимических условий бассейна, в частности, природы вариативности показателей химического состава проб подземных вод, фиксируемых в период мониторинга.

В работе проанализирован значительный объем информации (более 4 700 проб) о составе проб пластовых вод апт-альб-сеноманских отложений на объектах мониторинга. Для систематизации и обобщения накопленной информации по отдельным месторождениям проведен расчет среднегодовых значений содержания компонентов в водах, а также стандартные отклонения их изменения во времени. Выполнено сопоставление методических погрешностей лабораторных методов определения содержания основных компонентов состава со стандартными отклонениями в наблюдаемых данных. Проведена оценка природной неоднородности химического состава подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса по отдельным компонентам на рассматриваемых месторождениях. Результаты многолетних режимных гидрогеохимических опробований апт-альб-сеноманского комплекса на нефтяных и газовых промыслах свидетельствуют о значимой вариативности, даже в границах отдельных месторождений, содержания кальция, гидрокарбоната, йода и брома в подземных водах, что генетически обусловлено локальной неоднородностью состава и свойств вмещающих отложений.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн, апт-альб-сеноманский комплекс, пластовые воды, минерализация, гидрогеохимический мониторинг

Благодарности: Аналитические работы по изучению химического состава пластовых вод выполнены при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ №FWZZ-2022-0015 в рамках НИР СО РАН

Для цитирования: Анализ неоднородности результатов гидрогеохимического мониторинга апт-альб-сеноманского комплекса на месторождениях Западной Сибири / А. Г. Плавник, Ю. И. Сальникова, В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-39-53 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 39–53. – EDN: GBTLPA

Analysis of the heterogeneity of the results of hydrogeochemical monitoring of the Aptian-Albian-Cenomanian complex in the fields of Western Siberia

Andrey G. Plavnik¹, Yuliya I. Salnikova^{1,2*}, Vladimir A. Beshentsev¹, Tatyana V. Semyonova¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A.A. Trofimuk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, Tyumen, Russia

*salnikovaji@tyuiu.ru

Abstract. This paper presents findings on the reservoir water of the Aptian-Albian-Cenomanian water-bearing complexes within the Western Siberian Artesian Basin, based on long-term monitoring conducted at oil and gas fields. The study is relevant due to the limited understanding of current hydrogeochemical conditions in the basin, particularly regarding the variability in groundwater chemical composition observed over the monitoring period. We analyzed a substantial dataset comprised of over 4,700 samples of the reservoir water from the Aptian-Albian-Cenomanian sediments at various monitoring sites. To organize and summarize the gathered data for each field, we calculated the average annual concentrations of each component found in the waters, in addition to their standard deviations over time. We also compared the methodological errors associated with laboratory methods for measuring the major components against the standard deviations in the observed data. Furthermore, we assessed the natural heterogeneity of the chemical composition of groundwater within the Aptian-Albian-Cenomanian water-bearing complexes across the studied fields. The results of our long-term hydrogeochemical monitoring reveal significant variability in components such as calcium, bicarbonate, iodine, and bromine within the groundwater, even among individual fields. This variability is largely attributed to the local heterogeneity of the composition and properties of the surrounding sediments.

Keywords: West Siberian megabasin, Aptian-Albian-Cenomanian complex, reservoir water, mineralization, hydrogeochemical monitoring

Acknowledgments: Analytical work on the study of the chemical composition of formation waters was carried out with the financial support of the project of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. FWZZ-2022-0015 within the framework of research work of the SB RAS.

For citation: Plavnik, A. G., Salnikova, Yu. I., Beshentsev, V. A., & Semyonova, T. V. (2025). Analysis of the heterogeneity of the results of hydrogeochemical monitoring of the Aptian-Albian-Cenomanian complex in the fields of Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 39-53. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-39-53

Введение

На территории Западной Сибири при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений продолжительное время (более 55 лет) для поддержания пластового давления (ППД) в залежах используются минерализованные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (ААС ВК) Западно-Сибирского мегабассейна. Накопленный объем добытой подземной воды за этот период превышает 7,4 млрд м³, а количество месторождений с организованной системой ППД, основанной на технических водах ААС ВК, составляет более трехсот тридцати. На месторождениях, где объемы попутно добываемых с углеводородами вод превышают потребности систем ППД, организованы участки размещения излишков этих вод в пласты-коллекторы ААС ВК. В настоящее время суммарный объем закачанной жидкости в апт-альб-сеноманский поглощающий комплекс составляет 671 млн м³. Очевидно, что при сохранении важной роли комплекса как объекта добычи технических вод для повышения нефтеотдачи пластов возрастает его значимость и как надежного резервуара для размещения значительных объемов попутно добываемых вод и других флюидов.

Кроме того, существует прецедент использования ААС ВК Западно-Сибирского мегабассейна в качестве резервуара для захоронения жидких отходов бурения, подготовленных в виде пульпы путем измельчения частиц и достижения необходимой вязкости взвеси. На газовых месторождениях в Ямало-Ненецком автономном округе активно разрабатываются сеноманские залежи. Под газовую залежь, наряду с попутной водой, осуществляется размещение флюидов, образующихся в процессе осушения природного газа, позволяя в определенной мере компенсировать падающее в результате отбора пластовое давление. Дополнительную техногенную нагрузку на ААС ВК оказывает создание подземных хранилищ газа.

Это требует внимательного подхода при организации систем мониторинга гидрогеологических условий на месторождениях углеводородов, особенно в северных районах Западной Сибири, где последние десятилетия активно эксплуатируются крупные газовые месторождения.

В рамках современных представлений [1, 2] мониторинг должен включать учет конкретных геолого-гидрогеологических условий месторождений углеводородов. Это касается, например, идентификации генетической принадлежности вод, поступающих на забой эксплуатационных скважин, прогноза направлений продвижения фронта пластовых вод, определения качества водоизоляционных работ, времени выхода скважин на нормальный режим после их капитальных ремонтов.

В мировой практике данные мониторинга водоносных горизонтов, содержащих залежи углеводородов, часто свидетельствуют о непрогнозируемых изменениях гидрогеологических условий, связанных с превышением предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ [3–5]. Для сохранения и защиты подземной гидросферы в процессе эксплуатации месторождений углеводородов многие исследователи используют комплексные подходы к анализу результатов мониторинга [6–10].

Вопросы контроля и сохранения подземной гидросферы актуальны и на территории России, в том числе в Западной Сибири [11–14]. Процессы заводнения нефтяных месторождений с целью поддержания пластового давления, размещение в недрах излишков попутно добываемых, сточных и технических флюидов, отбор значительных объемов вод апт-альб-сенманского водоносного комплекса, а также длительный период ведения промысловых работ (десять лет) повлекли за собой масштабные перераспределения флюидов в регионе. Вместе с тем массовые результаты мониторинга являются важной дополнительной составляющей для анализа природы формирования современных гидрогеохимических условий бассейна, в частности, природы вариативности показателей химического состава проб подземных вод.

Анализ результатов длительного мониторинга геохимического состава апт-альб-сенманского водоносного комплекса на территории месторождений нефти и газа Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей (НГО) Западной Сибири является целью исследования данной работы.

Объект и методы исследования

В статье представлены результаты десятилетних мониторинговых исследований состава подземных вод апт-альб-сенманского водоносного

комплекса Западно-Сибирского гидрогеологического бассейна на примере нефтяных месторождений рассматриваемых НГО (всего 27 водозаборных участков и 19 участков закачки, рис. 1).

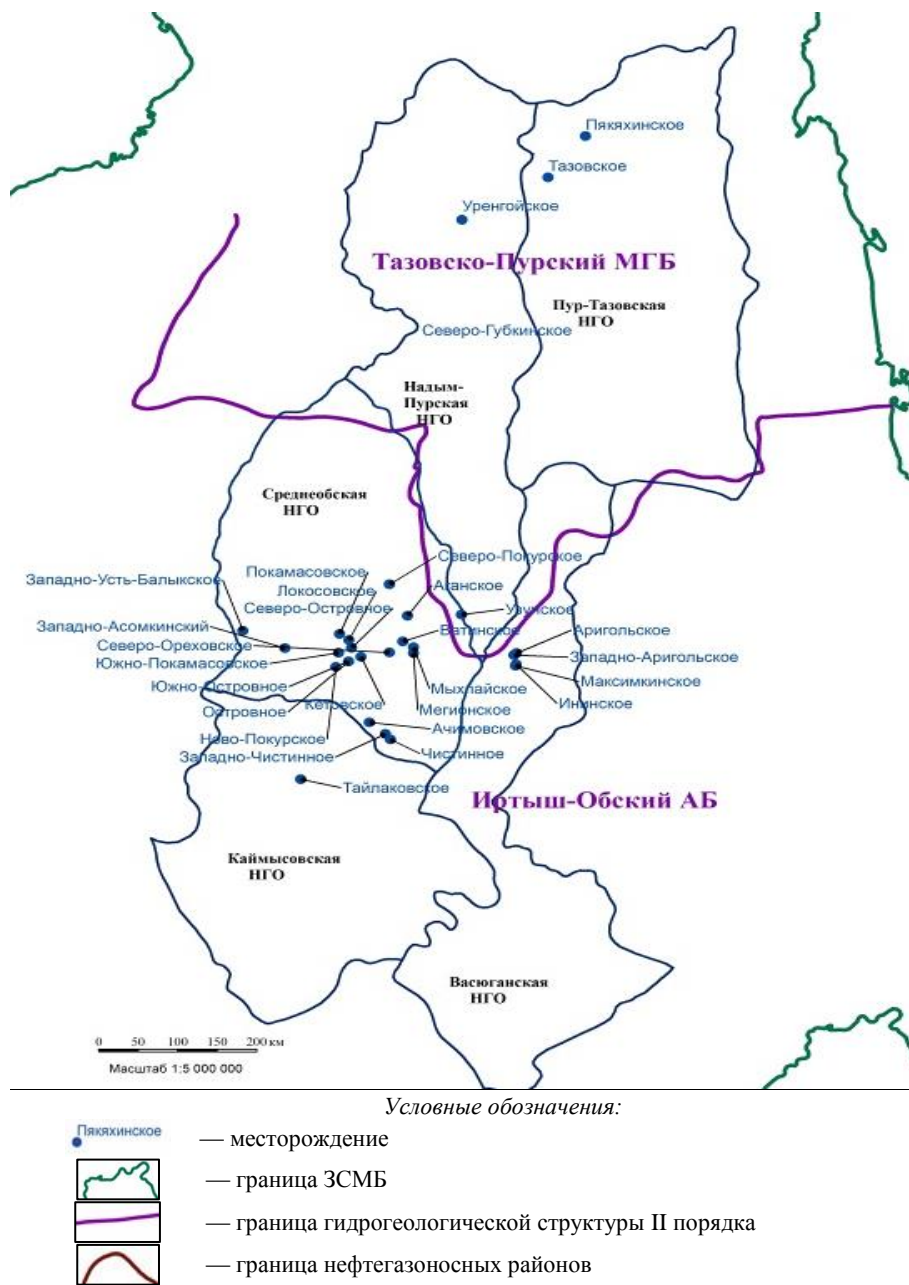


Рис. 1. Район исследований

Организация мониторинга на промыслах связана с закачкой в ААС ВК попутно добываемых вод, а также добычей подземных вод для поддер-

жания пластового давления в нефтяных залежах. На промыслах одновременно или в разные периоды времени могут функционировать как участок водозабора, так и участок размещения флюидов.

Согласно гидрогеологическому районированию территории Российской Федерации (ВСЕГИНГЕО, 2008) рассматриваемые месторождения Среднеобской НГО расположены в центральной части Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна и находится в пределах Иртыш-Обского артезианского бассейна стока (гидрогеологическая структура II порядка). Месторождения Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО приурочены к северной части Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна и относятся к Тазовско-Пурскому мегабассейну стока (структура II порядка).

В вертикальном разрезе Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна выделяют два гидрогеологических этажа, резко различающиеся по своим гидрохимическим и гидродинамическим особенностям, условиям залегания, питания и разгрузки подземных вод. Этажи разделены региональным водоупором (порядка 600 и более метров) турон-эоценового возраста, изолирующим минерализованные воды нижнего этажа от пресных вод верхнего. В работе рассматриваются подземные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса нижнего гидрогеологического этажа.

По В. А. Сулину, воды ААС ВК хлоридные натриевые, хлоридно-кальциевого типа. По данным опробования разведочных скважин [15], минерализация пластовых вод в пределах Среднеобской НГО изменяется в значительных пределах — 9,3–29,3 г/дм³. Основные макрокомпоненты представлены ионами натрия+калия — 6 054–6 505 мг/дм³, кальция — 419–535 мг/дм³, магния — 107–116 мг/дм³, хлора — 10 494–10 945 мг/дм³, гидрокарбоната — 183–227 мг/дм³. Микрокомпонентный состав характеризуется содержанием ионов йода от 10 до 15 мг/дм³, брома — от 47 до 51 мг/дм³.

Для рассматриваемых месторождений Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО значение минерализации подземных вод ААС ВК, опробованных по разведочным скважинам, варьирует от 3 до 24 г/дм³. Содержания ионов натрия+калия составляют 3 070–5 725 мг/дм³, кальция — 171–252 мг/дм³, магния — 28–74 мг/дм³, хлора — 4 883–9 285 мг/дм³, гидрокарбоната — 287–549 мг/дм³. Концентрации ионов йода в апт-сеноманских водах изменяются от 3 до 15 мг/дм³, брома — от 19 до 42 мг/дм³.

Наблюдения за качеством подземных вод на участках добычи апт-альб-сеноманских и вод и на участках размещения в этот комплекс включают в себя отбор проб с определением плотности воды, содержания основных катионов и анионов, микрокомпонентов и других параметров.

Методы исследований: анализ качества лабораторных определений химического состава подземных вод; отбраковка данных, не удовлетворяющих критериям достоверности; характеристика типа подземных вод по существующим генетическим классификациям.

К настоящему времени за весь период наблюдений накоплен значительный (более 4 700 проб) объем информации о составе пластовых вод апт-альб-сеноманских отложений на объектах мониторинга. Ввиду различной продолжительности и интенсивности разработки месторождений углеводородов количество проб подземных вод по отдельным месторождениям значительно отличается.

В таблице 1 приведены данные о количестве опробований на рассматриваемых месторождениях, минимальных и максимальных значений содержания макро- и микрокомпонентов в водах (Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- , Γ , Br^-) в полученных пробах воды.

Таблица 1

Количество опробований и минимальные и максимальные показатели содержания макро- и микрокомпонентов

Месторождение	Кол-во	Ca^{2+} , мг/дм ³		Mg^{2+} , мг/дм ³		HCO_3^- , мг/дм ³		Γ , мг/дм ³		Br^- , мг/дм ³	
		min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
Среднеобская НГО											
Аганское	674	357,0	654,6	113,7	233,4	169,2	312,0	1,5	19	2,0	68,8
Аригольское	60	293,5	420,8	32,2	115,5	121,5	237,8	1,3	4,7	22,0	34,7
Ачимовское	176	457,8	668,4	73,0	230,9	135,1	329,3	2,9	19,6	12,5	85,0
Ватинское	266	490,8	850,7	149,4	290,5	157,1	262,3	1,0	20,8	2,4	59,5
Западно-Асомкинское	12	277,2	477,0	45,6	133,8	189,2	224,2	16,1	25,8	2,4	81,0
Западно-Усть-Балыкское	270	288,5	436,7	63,9	177,7	217,6	657,4	1,3	22,0	2,4	56,3
Западно-Чистинное	7	476,0	488,0	131,3	187,6	187,7	240,0	11,8	21,0	16,1	34,7
Ининское	33	693,7	1008,0	70,1	231,1	103,2	279,7	0,9	14,5	19,2	62,0
Кетовское	59	412,1	751,5	54,0	194,2	110,6	268,5	1,9	21,4	12,4	70,0
Локосовское	55	314,0	881,7	30,0	199,0	85,1	199,0	3,4	22,0	2,4	60,0
Максимкинское	39	216,9	433,9	24,3	121,6	122,0	221,7	0,2	10,6	12,2	77,0
Мегионское	176	609,6	828,0	67,0	265,2	159,0	235,9	2,1	21,4	22,3	60,7
Мыхпайское	63	589,7	868,4	142,6	259,4	162,4	362,0	1,7	19,9	12,4	59,3
Ново-Покурское	156	380,8	601,2	106,0	224,1	155,4	329,5	2,4	23,8	20,9	74,0
Островное	88	339,7	575,9	130,3	256,3	168,9	314,6	12,8	21,6	21,6	31,7
Покамасовское	118	301,2	654,6	97,0	279,7	136,7	379,5	8,1	20,7	31,3	88,0
Северо-Ореховское	90	536,4	821,6	85,0	396,7	140,0	256,2	6,7	16,5	50,5	59,5
Северо-Островное	262	270,5	648,3	82,2	210,5	146,4	573,6	1,6	20,3	12,4	53,9
Северо-Покурское	238	501,7	793,2	91,0	352,6	169,8	226,0	0,2	12,7	23,5	59,0
Тайлаковское	783	386,7	554,5	102,4	201,6	199	627,2	2,5	25,5	18,0	72,7
Узунское	135	290,6	1082,0	93,2	267,0	116	299,7	1,8	11,0	23,5	53,2
Чистинное	155	396,3	633,1	112,1	220,2	168,7	266,3	4,6	21,7	12,4	82,0
Южно-Островное	58	415,9	555,0	136,1	250,1	132,5	1181	10,4	26,1	12,4	80,5
Южно-Покамасовское	162	414,8	522,5	127,5	279,7	67,1	282,2	2,0	15,3	12,4	57,1
Пур-Тазовская НГО											
Пякяхинское	234	65,1	725,6	28,5	90,8	121,0	533,9	6,2	21,4	22,5	74
Тазовское	27	214,2	634,2	54,9	159,9	221,6	610,0	16,3	14,7	40,5	43,2
Надым-Пурская НГО											
Уренгойское	101	110,2	929,9	8,5	287,0	24,4	608,8	0,3	21,1	24	66,5
Северо-Губкинское	243	214,2	634,2	54,9	159,9	221,6	610	0,6	17,6	25,0	80
Всего:	4 740										

Большая часть проб воды, отобранных в рамках мониторинга, анализировалась в аккредитованных лабораториях, использующих стандартизованные методики определения содержания макро- и микрокомпонентов. Содержание натрия, кальция, магния определяется методом ионной хроматографии, содержание карбонатов, гидрокарбонатов и хлоридов — титриметрическими методами.

В работе учтены погрешности определяемых параметров, в соответствии с нормативными документами, по которым проводились измерения (минерализация — 1,251 г/дм³, натрий — 1131 мг/дм³, кальций — 20 мг/дм³, магний — 6 мг/дм³, хлор — 1 075 г/дм³, гидрокарбонат — 39 мг/дм³, йод — 3,6 мг/дм³, бром — 4,6 мг/дм³). Сопоставление методических погрешностей в определении содержания основных компонентов водорастворенного состава со стандартными отклонениями в наблюдаемых данных позволяет оценить природную неоднородность химического состава подземных вод ААС ВК по отдельным компонентам на рассматриваемых месторождениях.

Результаты и обсуждение

Согласно ранее проведенным исследованиям [16–17] содержание основных элементов ионно-солевого и микрокомпонентного состава в водах ААС ВК в целом характеризуется отсутствием явных трендовых изменений во времени, что обусловлено относительно незначительными объемами откачки вод (по сравнению с общими ресурсами ААС ВК и, соответственно, незначительными зонами водоотбора, охваченными эксплуатацией).

Для систематизации и обобщения накопленной информации проведен расчет среднегодовых значений содержания компонентов в водах по отдельным месторождениям, а также стандартные отклонения их изменения во времени (табл. 2, рис. 2).

Существенная вариативность средних значений содержания водорастворенных компонентов требует более детального анализа. При этом необходимо учитывать, что на месторождениях в процессе их эксплуатации фонд скважин, в которых осуществляется отбор проб, по годам может значительно отличаться. И, соответственно, изменчивость в полученных результатах может быть обусловлена опробованием различных участков водоносного горизонта.

Величина стандартного отклонения преобладающих компонентов — натрия (вместе с калием) и хлора — не превышает погрешностей используемых методик лаборатории (рис. 2, б) и в)). В целом такая картина ожидаема для вод ААС ВК Западно-Сибирского мегабассейна, поскольку морской генезис содержания ионов натрия и хлора определяет слабую изменчивость распределения этих параметров по напластованию отложений. А локальные особенности строения и свойств вмещающих отложений в относительно малой степени влияют на процессы постседиментационного метаморфизма в отношении содержания этих компонентов.

Иначе выглядит картина относительно стандартного отклонения концентраций ионов кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома (рис. 2, г), д), е), ж), з)) — почти все данные превышают погрешности методики определения этих компонентов. Все эти параметры в значительной степени зависят от процессов постседиментационного метаморфизма с участием минерального скелета и органического вещества, и, соответственно, от локальной неоднородности свойств вмещающих отложений.

Таблица 2

Средние значения и стандартные отклонения* показателей геохимического состава проб пластовых вод

Месторождение	М, г/дм ³	Na ⁺ +K ⁺ , мг/дм ³	Ca ²⁺ , мг/дм ³	Mg ²⁺ , мг/дм ³	СГ, мг/дм ³	НСО ₃ ⁻ , мг/дм ³	Г, мг/дм ³	Вг, мг/дм ³
Среднеобская НГО								
Аганское	19,8 (0,9)	6847 (366)	539 (57)	183 (31)	11913 (545)	205 (39)	10,0 (4,6)	43,1 (18,1)
Аригольское	9,8 (0,8)	3339 (276)	352 (44)	61 (22)	5845 (469)	173 (29)	3,0 (1,1)	25,0 (4,1)
Ачимовское	19,0 (0,4)	6552 (404)	531 (46)	155 (40)	11491 (309)	205 (48)	11,6 (4,8)	46,7 (16,2)
Ватинское	20,6 (0,9)	7055 (281)	660 (74)	197 (39)	12450 (533)	197 (24)	9,6 (5,8)	43,2 (17,2)
Западно-Асомкинское	18,3 (1,6)	5859 (240)	391 (45)	125 (32)	9879 (377)	305 (113)	21,5 (5,0)	35,8 (40,6)
Западно-Усть-Балыкское	16,4 (0,7)	6526 (215)	483 (6)	157 (28)	11268 (457)	207 (29)	13,0 (6,4)	27,5 (16,5)
Западно-Чистинное	18,7 (0,6)	4556 (351)	854 (134)	128 (52)	8749 (424)	172 (47)	17,1 (4,8)	24,9 (9,3)
Ининское	14,4 (0,7)	6813 (379)	533 (93)	150 (36)	11831 (465)	195 (42)	6,4 (4,3)	36,4 (14,4)
Кетовское	19,6 (0,9)	3283 (358)	319 (55)	59 (31)	5647 (494)	171 (31)	10,3 (5,8)	39,7 (18,9)
Максимкинское	9,5 (0,9)	7007 (270)	710 (57)	169 (41)	12472 (444)	189 (21)	3,2 (3,1)	29,5 (19,1)
Мегионское	20,6 (0,7)	6964 (247)	708 (77)	188 (37)	12435 (516)	218 (60)	9,5 (5,5)	46,9 (12,4)
Мыхпайское	20,5 (0,8)	6579 (427)	490 (47)	168 (34)	11361 (697)	214 (42)	11,1 (6,4)	36,4 (17,7)
Ново-Покурское	18,9 (1,2)	7105 (425)	490 (74)	199 (46)	12253 (655)	248 (49)	9,6 (6,2)	45,2 (13,2)
Островное	20,4 (0,9)	6914 (464)	514 (88)	187 (45)	12006 (689)	234 (59)	17,4 (4,1)	26,4 (5,1)
Покамасовское	20,0 (1,0)	6551 (608)	652 (75)	204 (79)	11716 (880)	202 (25)	13,2 (4,0)	54,0 (14,9)
Северо-Ореховское	19,5 (1,6)	6840 (644)	495 (97)	156 (37)	11712 (1010)	241 (92)	11,2 (3,2)	53,4 (3,1)
Северо-Островное	19,7 (1,6)	7064 (287)	589 (80)	176 (60)	12318 (433)	198 (15)	10,9 (5,1)	39,1 (16,9)
Северо-Покурское	20,6 (1,0)	6531 (155)	483 (44)	159 (30)	11264 (226)	269 (101)	7,8 (3,9)	51,1 (8,9)

Продолжение табл. 2

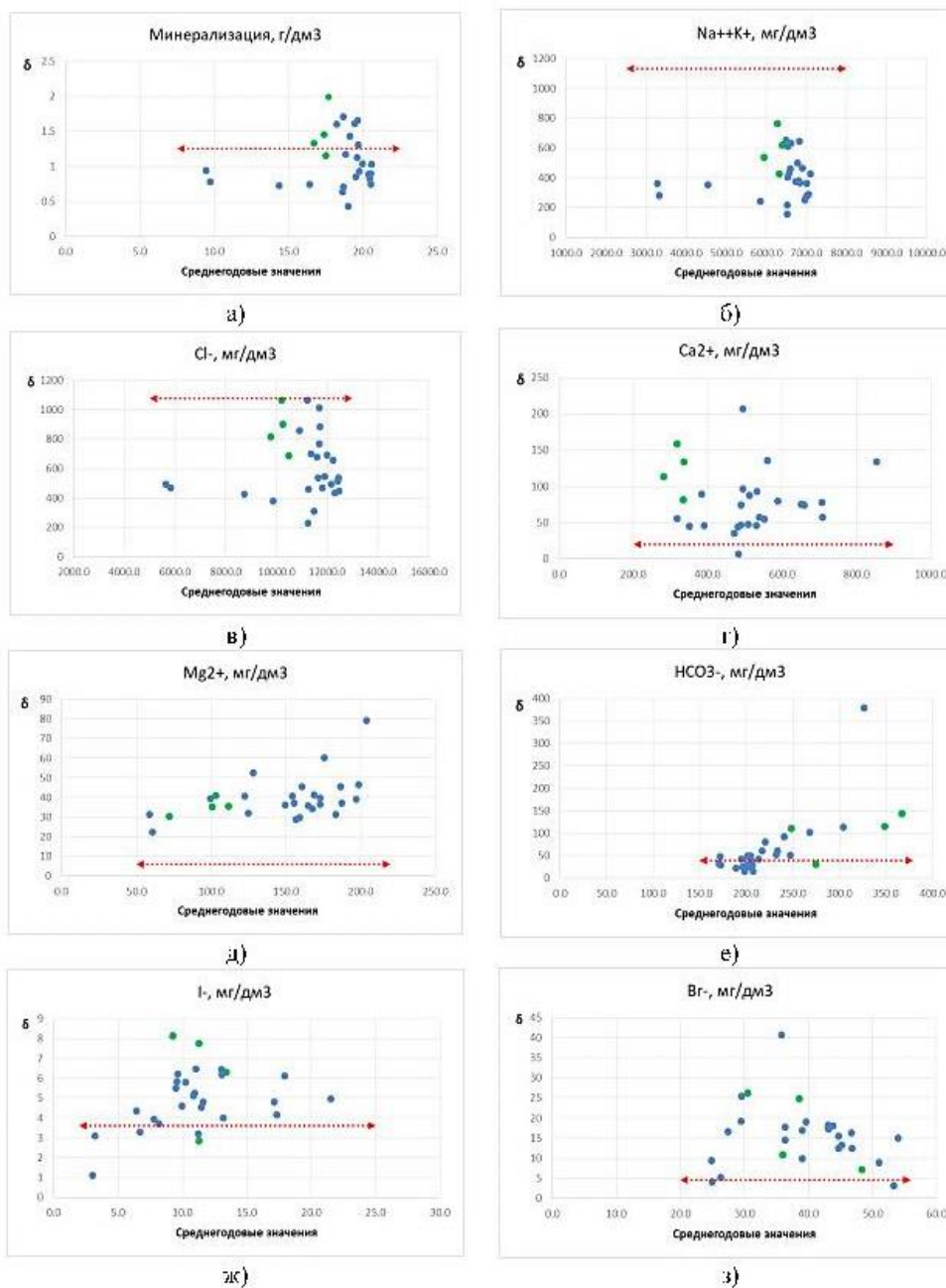
Месторождение	М, г/дм ³	Na ⁺ +K ⁺ , мг/дм ³	Ca ²⁺ , мг/дм ³	Mg ²⁺ , мг/дм ³	Cl, мг/дм ³	HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	Γ, мг/дм ³	Br, мг/дм ³
Тайлаковское	20,6 (1,0)	6501 (652)	495 (207)	161 (45)	11220 (1064)	232 (51)	13,1 (6,2)	44,7 (15,4)
Узунское	18,7 (1,7)	6612 (459)	552 (55)	165 (36)	11614 (677)	201 (29)	6,7 (3,3)	39,1 (9,7)
Чистинное	19,2 (1,4)	6795 (498)	561 (136)	123 (40)	11699 (767)	221 (81)	11,5 (4,5)	43,1 (17,5)
Локосовское	19,7 (1,3)	7017 (359)	510 (48)	173 (39)	12162 (493)	327 (378)	11,0 (5,2)	43,9 (18,0)
Южно-Островное	19,6 (1,1)	6744 (371)	473 (34)	173 (36)	11659 (535)	202 (49)	18,0 (6,1)	29,6 (25,4)
Южно-Покамасовское	18,7 (0,7)	6847 (366)	539 (57)	183 (31)	11913 (545)	205 (39)	8,2 (3,7)	44,7 (12,3)
Пур-Тазовская НГО								
Пякяхинское	17,7 (2,0)	6295 (764)	319 (159)	72 (30)	10216 (1060)	349 (114)	9,2 (8,1)	30,5 (26,2)
Тазовское	16,7 (1,3)	5952 (536)	338 (134)	101 (35)	9790 (813)	368 (142)	11,3 (7,7)	38,6 (24,7)
Надым-Пурская НГО								
Уренгойское	17,4 (1,5)	6414 (617)	283 (113)	103 (41)	10270 (899)	249 (110)	13,4 (6,3)	48,4 (7,1)
Северо-Губкинское	17,5 (1,2)	6259 (778)	301 (107)	107 (49)	10301 (1261)	310 (200)	11,3 (2,8)	36,1 (10,8)

* Значения стандартных отклонений приведены в скобках.

Источником кальция в подземных водах могут служить алюмосиликатные минералы, попадающие в раствор при взаимодействии с горными породами, а также глинистые породы, контактирующие с водами морского генезиса. Поступление магния в подземные воды связано как с морской водой, атмосферными осадками, так и с разложением минералов, содержащих магний. Одним из источников иона гидрокарбоната в подземных водах являются продукты преобразования органического вещества, а также растворение алюмосиликатов в горных породах.

Природа микроэлементов в пластовых водах носит литогенный характер, их распределение сформировалось под влиянием комплекса факторов литогенеза отложений [18]. Йод в подземных водах — это элемент биогенного происхождения, основным источником которого служит захороненное органическое вещество морского генезиса. Его высокое содержание (больше 10 мг/дм³) характеризует регионы, в которых распространены древние седиментогенные воды, а инфильтрогенные занимают подчиненное положение [19]. Процессы накопления бромид-иона в водах остаются недостаточно изученными [20, 21].

Стандартное отклонение общей минерализации пластовых вод рассматриваемого комплекса (рис. 2 а) в основном не превышает лабораторной погрешности метода. Наблюдаемые повышенные стандартные отклонения на ряде месторождений (Западно-Асомкинском, Северо-Ореховском, Северо-Островном, Узунском, Новопокурском, Мыхпайском, Пякяхинском, Тазовском, Уренгойском), по-видимому, связаны с повышенными стандартными отклонениями в содержании кальция и гидрокарбоната.



Условные обозначения:

- Среднегодовое значение показателя по месторождению Среднеобской НГО
- Среднегодовое значение показателя по месторождению Надым-Пурской или Пур-Тазовской НГО
- ⬅⋯⋯➡ Погрешность метода определения показателя

Рис. 2. Стандартные отклонения среднегодовых значений гидрогеохимических показателей (а — минерализация, б — натрий, в — хлор, г — кальций, д — магний, е — гидрокарбонат, ж — йод, з — бром)

Таким образом, по результатам исследований можно сделать следующие выводы:

1. Несмотря на отсутствие явных трендовых изменений в химическом составе подземных вод за период наблюдений, отмечается существенная вариативность в значениях содержания отдельных водорастворенных компонентов.

2. Концентрации ионов натрия и хлора, тесно связанных с морским генезисом подземных вод бассейна, имеют незначительную вариативность. Величина стандартного отклонения в подземных водах не превышает погрешностей используемых лабораторных методик.

3. Результаты многолетних режимных гидрогеохимических опробований апт-альб-сеноманского комплекса на нефтяных и газовых промыслах свидетельствуют о значимой вариативности, даже в границах отдельных месторождений, содержании кальция, гидрокарбоната, йода и брома в подземных водах, что генетически обусловлено локальной неоднородностью состава и свойств вмещающих отложений.

Список источников

1. Абукова, Л. А. Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Е. П. Варягова. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2015-12.art2. – Текст : непосредственный // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2015. – № 2(12). – С. 15–19.

2. Муляк, В. В. Гидрогеохимический мониторинг разработки нефтяных месторождений (с позиции задач экологизации производства). – Текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 7. – С. 9–15.

3. Nelson, R. Monitoring Environmental Parameters with Oil and Gas Developments in the Permian Basin, USA / R. Nelson, J. Heo. – DOI 10.3390/ijerph17114026. – Text : direct // International Journal of Environmental Research and Public Health. – 2020. – 17(11). – P. 4026.

4. Temporal variation in groundwater quality in the Permian Basin of Texas, a region of increasing unconventional oil and gas development / Z. Hildenbrand, Jr. D. Carlton, B. Fontenot [et al.]. – DOI 10.1016/j.scitotenv.2016.04.144. – Text : direct // Science of the Total Environment. – 2016. – 562. – P. 906–913.

5. Geochemistry of Formation Water and Its Implications for Petroleum Source Rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Depression, Xinjiang, China / J. Wang, L. Zhou, J. Liu [et al.]. – DOI 10.3389/feart.2021.774501. – Text : direct // Frontiers in Earth Science. – 2022. – 9. – P. 774501.

6. Aquifers of Arkansas: protection, management, and hydrologic and geochemical characteristics of groundwater resources in Arkansas / T. Kresse, P. Hays, K. Merriman [et al.]. – DOI 10.3133/sir20145149. – Text : direct // US Geological Survey. – 2014. – № 2014-5149.

7. Assessing changes in groundwater chemistry in landscapes with more than 100 years of oil and gas development / T. Wen, A. Agarwal, L. Xue [et al.]. – DOI 10.1039/C8EM00385H. – Text : direct // Environmental Science: Processes & Impacts. – 2019. – Vol. 21, Issue 2. – P. 384–396.

8. Multiple-well monitoring site adjacent to the lost hills oil field, Kern County, California / R. Everett, A. Kjos, A. Brown [et al.]. – DOI 10.3133/ofr20191114. – Text : direct // US Geological Survey. – 2020. – № 2019–1114.
9. Davis, T. Prioritization of oil and gas fields for regional groundwater monitoring based on a preliminary assessment of petroleum resource development and proximity to California's groundwater resources / T. Davis, M. Landon, G. Bennett – DOI 10.3133/sir20185065. – Text : direct // US Geological Survey. – 2018. – № 2018–5065.
10. Groundwater quality of a public supply aquifer in proximity to oil development, Fruitvale oil field, Bakersfield, California / M. T. Wright, P. B. McMahon, M. K. Landon, J. T. Kulongoski. – DOI 10.1016/j.apgeochem.2019.05.003. – Text : direct // Applied Geochemistry. – 2019. – Vol. 106. – P. 82–95.
11. Алексеева, Н. В. Государственный мониторинг состояния недр / Н. В. Алексеева, А. А. Вожик [и др.]. – DOI 10.53085/0034-026X_2023_11_11. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 11. – С. 11–14.
12. Белозеров, Д. А. Эколого-гидрогеологическая оценка состояния подземных вод водоносного турон-коньякского карбонатного комплекса в районе села Старая Калитва Россошанского района Воронежской области / Д. А. Белозеров, В. А. Бударина, А. А. Валяльщикова. – DOI 10.17308/geology.2020.3/3011. – Текст : непосредственный // Вестник Воронежского государственного университета. Серия : Геология. – 2020. – № 3. – С. 73–89.
13. Дьяконова, Д. В. Результаты использования комплекса геофизических исследований для подсчета запасов и ведения мониторинга подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Д. В. Дьяконова, Н. В. Алексеева. – Текст : непосредственный // Инженерная, угольная и рудная геофизика-2015. Современное состояние и перспективы развития : материалы конференции, Сочи, 28 сентября – 02 октября 2015 года. – Сочи : Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество, 2015. – С. 154–157.
14. Елохина, С. Н. Гидрогеологический мониторинг: объекты, задачи, результаты и проблемы на территории Уральского федерального округа / С. Н. Елохина, Т. В. Прачкина, А. С. Сергеева. – DOI 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-48-52. – Текст : непосредственный // Подземная гидросфера : материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием, Иркутск, 20–26 июня 2021 года. – Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2021. – С. 48–52.
15. Вертикальная и латеральная гидрогеохимическая зональность подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Б. П. Ставицкий, А. Р. Курчиков, А. Э. Конторович, А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 58–84.
16. Сальникова, Ю. И. О геохимической стабильности подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в связи с разработкой нефтяных месторождений Западной Сибири / Ю. И. Сальникова. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-38-56. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа : тезисы доклада 4-й Всероссийской молодежной научной конференции, 20–22 октября 2021 // Институт проблем нефти и газа РАН; отв. ред. И. М. Индрупский. – Москва : ИПНГ РАН, 2021. – С. 30–31.

17. Плавник, А. Г., Гидрогеохимический мониторинг апт-альб-сеноманского водоносного комплекса в центральных районах Западно-Сибирского мегабассейна в связи с высокой техногенной нагрузкой / А. Г. Плавник, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова. – DOI 10.33764/2618-981X-2024-2-1-145-150. – Текст: непосредственный // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XX Международный научный конгресс, 15–17 мая 2024 г., Новосибирск : сборник материалов в 8 т. Т. 2: Международная научная конференция «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск : СГУГиТ, 2024. – № 1. – С.145–150.
18. Матусевич, В. М. Микроэлементы в подземных водах показатели нефтегазоносности / В. М. Матусевич, В. К. Попов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газа. – 1978. – № 8. – С. 3–8.
19. Карцев, А. А. Нефтегазопромысловая гидрогеология / А. А. Карцев, А. М. Никаноров. – Москва : Недра. – 1983. – 199 с. – Текст : непосредственный.
20. Смирнов, С. И. Введение в изучение геохимической истории подземных вод / С. И. Смирнов. – Москва : Недра. – 1974. – 263 с. – Текст : непосредственный.
21. Кузнецов, А. М. О закономерностях накопления бромид-иона в подземных рассолах / А. М. Кузнецов, Г. А. Максимович. – Текст: непосредственный // Доклады Академии наук СССР. – Пермь : Пермский университет им. А. М. Горького. – 1961. – Т. 138, № 5. – С. 1179–1182.

Reference

1. Abukova, L. A., Abramova, O. P. & Varyagova, Ye. P. (2015). Hidrogeokhimicheskiy monitoring razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov Georesursy, geoenenergetika, geopolitika. 2(12), pp. 15-19. DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2015-12.art2. (In Russian)
2. Mulyak, V. V. (2008). Hydrogeochemical monitoring of oil fields development (from the position of production ecologization tasks). Environmental protection in oil and gas complex, (7), pp. 9-15. (In Russian).
3. Nelson, R., & Heo, J. (2020). Monitoring Environmental Parameters with Oil and Gas Developments in the Permian Basin, USA. International Journal of Environmental Research and Public Health, 17(11), p. 4026. (In English). DOI: 10.3390/ijerph17114026
4. Hildenbrand, Z. L., Carlton Jr, D. D., Fontenot, B. E., Meik, J. M., Walton, J. L., Thacker, J. B., ... & Schug, K. A. (2016). Temporal variation in groundwater quality in the Permian Basin of Texas, a region of increasing unconventional oil and gas development. Science of the Total Environment, (562), pp. 906-913. (In English). DOI: 10.1016/j.scitotenv.2016.04.144
5. Wang, J., Zhou, L., Liu, J., Zhang, X., Luo, X., Zhu, R., ... & Dick, J. (2022). Geochemistry of Formation Water and Its Implications for Petroleum Source Rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Depression, Xinjiang, China. Frontiers in Earth Science, (9), p. 774501. (In English). DOI: 10.3389/feart.2021.774501
6. Kresse, T. M., Hays, P. D., Merriman, K. R., Gillip, J. A., Fugitt, D. T., Spellman, J. L., ... & Battreal, J. L. (2014). Aquifers of Arkansas: protection, management, and hydrologic and geochemical characteristics of groundwater resources in Arkansas US Geological Survey. (No. 2014-5149). (In English). DOI: 10.3133/sir20145149

7. Wen, T., Agarwal, A., Xue, L., Chen, A., Herman, A., Li, Z., & Brantley, S. L. (2019). Assessing changes in groundwater chemistry in landscapes with more than 100 years of oil and gas development. *Environmental Science: Processes & Impacts*, 21(2), pp. 384-396. (In English). DOI: 10.1039/C8EM00385H
8. Everett, R. R., Kjos, A., Brown, A. A., Gillespie, J. M., & McMahon, P. B. (2020). Multiple-well monitoring site adjacent to the Lost Hills oil field, Kern County, California US Geological Survey. (No. 2019-1114). (In English). DOI: 10.3133/ofr20191114
9. Davis, T., Landon, M. K. & Bennett G. L. (2018). Prioritization of oil and gas fields for regional groundwater monitoring based on a preliminary assessment of petroleum resource development and proximity to California's groundwater resources. US Geological Survey. (No. 2018-5065). (In English). DOI: 10.3133/sir20185065
10. Wright, M. T., McMahon, P. B., Landon, M. K., & Kulongoski, J. T. (2019). Groundwater quality of a public supply aquifer in proximity to oil development, Fruitvale oil field, Bakersfield, California. *Applied Geochemistry*, (106), pp. 82-95. (In English). DOI: 10.1016/j.apgeochem.2019.05.003
11. Alekseyeva, N. V., Vozhik, A. A., Golubev, S. A., Dezhnikova, I. Yu., & Stazhilo-Alekseev, S. K. (2023). State monitoring of subsoil conditions / Razvedka i okhrana nedr, (11), pp. 11–14. (In Russian). DOI: 10.53085/0034-026X_2023_11_11
12. Belozarov, D. A., Budarina, V. A. & Valyalshchikov, A. A. (2020). Ecological and hydrogeological assessment of the state of groundwater in the aquiferous turonian-coniacian carbonate complex near the village of Staraya Kalitva in the rossosh district of the Voronezh region. *Proceedings of Voronezh state university. Series: Geology*, (3), pp. 73–89. (In Russian). DOI: 10.17308/geology.2020.3/3011
13. D'yakonova, D. V., Alekseyeva, N. V. (2015). Rezul'taty ispol'zovaniya kompleksa geofizicheskikh issledovaniy dlya podscheta zapasov i vedeniya monitoringa podzemnykh vod apt-al'b-senomanskogo vodonosnogo kompleksa tsentral'noy chasti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii, Inzhenernaya, ugol'naya i rudnaya geofizika-2015. *Sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya: Materialy konferentsii, Sochi, 28.09.-02.10.2015 goda. Sochi: Mezhregional'naya obshchestvennaya organizatsiya Yevro-Aziatskoye geofizicheskoye obshchestvo*, pp. 154-157. (In Russian).
14. Yelokhina, S. N., Prachkina, T. V. & Sergeyeva, A. S. (2021). Hidrogeologicheskiy monitoring: ob'yekty, zadachi, rezul'taty i problemy na territorii Ural'skogo federal'nogo okruga. *Podzemnaya gidrosfera: Materialy XXIII Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam vostoka Rossii s mezhdunarodnym uchastiyem, Irkutsk, 20-26.06.2021 goda. Irkutsk: Institut zemnoy kory SO RAN*, pp. 48-52. (In Russian). DOI: 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-48-52
15. Stavitskiy, B. P., Kurchikov, A. R., Kontorovich, A. E., & Plavnik, A. G. (2006). Vertikal'naya i lateral'naya gidrogeokhimicheskaya zonal'nost' podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (5-6), pp. 58-84. (In Russian).
16. Sal'nikova, Yu. I. (2021). O geokhimicheskoy stabil'nosti podzemnykh vod apt-al'b-senomanskogo kompleksa v svyazi s razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. *Abstracts of Papers of the 4th All-Russian Conference Actual Problems of Oil and Gas. Moscow, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the RAS Publ.*, pp. 30. (In Russian).

17. Plavnik, A. G., Sal'nikova, Yu. I. & Abdrashitova, R. N. (2024). Gidrogeokhimicheskiy monitoring apt-al'b-senomanskogo vodonosnogo kompleksa v tsentral'nykh rayonakh Zapadno-Sibirskogo megabasseyina v svyazi s vysokoy tekhnogennoy nagruzkoй. Interekspo GEO-Sibir'. XX Mezhdunarodnyy nauchnyy kongress, 15-17.05.2024 g., Novosibirsk : sbornik materialov v 8 t. T. 2: Mezhdunarodnaya nauchnaya konferentsiya «Nedropol'zovaniye. Gornoye delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopayemykh. Ekonomika. Geoekologiya». Novosibirsk: SGUGiT, (1), pp. 145-150. (In Russian). DOI : 10.33764/2618-981X-2024-2-1-145-150
18. Matusevich, V. M. & Popov, V. K. (1978). Mikroelementy v podzemnykh vodakh pokazately neftegazonosnosti, Oil and gas studies, (8), pp. 3-8. (In Russian).
19. Kartsev, A. A. & Nikanorov A. M. (1983). Neftegazopromyslovaya gidrogeologiya. Moscow, Nedra Publ., 199 p. (In Russian).
20. Smirnov, S. I. (1974). Vvedeniye v izucheniye geokhimicheskoy istorii podzemnykh vod. Moscow, Nedra Publ., 263 p. (In Russian).
21. Kuznetsov, A. M. & Maksimovich, G. A. (1961). O zakonomernostyakh nakopleniya bromid-iona v podzemnykh rassolakh. Doklady Akademii nauk SSSR. Perm' : Permskiy universitet im. A. M. Gor'kogo Publ., 138 (5), pp. 1179-1182. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Плавник Андрей Гарьевич, доктор технических наук, главный научный сотрудник, директор, Институт геологии нефти и газа им. А. А. Трофимука, Западно-Сибирский филиал Сибирского отделения РАН, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8099-4874>

Сальникова Юлия Ивановна, заведующий лабораторией нефтяной гидрогеологии, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, salnikovaji@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

Бешенцев Владимир Анатольевич, доктор геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Семенова Татьяна Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Andrey G. Plavnik, Doctor of Engineering, Chief Researcher, Director, Institute of Petroleum Geology and Geophysics. Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the RAS, Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8099-4874>

Yuliya I. Salnikova, Head of the Laboratory of Petroleum Hydrogeology, Industrial University of Tyumen, salnikovaji@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

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

Tatyana V. Semyonova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 03.12.2024; одобрена после рецензирования 10.12.2024; принята к публикации 10.02.2025.

The article was submitted 03.12.2024; approved after reviewing 10.12.2024; accepted for publication 10.02.2025.

УДК 550.8.053
DOI:10.31660/0445-0108-2025-2-54-68
EDN: GIDSCM

К вопросу определения аномально высоких пластовых давлений, коэффициента аномальности методом эквивалентных глубин

Л. В. Шишканова

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
shishkanovalv@tyuiu.ru*

Аннотация. Необходимость изучения зоны распространения аномально высоких пластовых давлений на месторождениях Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов возникла при освоении залежей углеводородного сырья на больших глубинах. Это позволило выявить технические проблемы при вскрытии и опробовании пластов. Повышенные и высокие пластовые давления встречаются практически во всех нефтегазоносных резервуарах, начиная с покрывки ачимовской толщи, продолжая отложениями верхней и нижней юры и далее ниже по разрезу.

Исследование повышенных и высоких пластовых давлений, знание генезиса их образования направлены на повышение эффективности бурения глубоких скважин и также предупреждение аварийных ситуаций.

С этой целью для анализа и оценки пластовых давлений используется весь комплекс методов исследований: до начала бурения, в процессе бурения, после завершения бурения.

Благодаря исследованию геофизическими методами в процессе бурения скважин можно решить поставленную задачу. Рассмотрена возможность определения пластовых давлений на примере скважин, пробуренных на ряде месторождений. Представлена возможность определения пластового давления, коэффициента аномальности по методике эквивалентных глубин.

В результате исследований данная методика показала довольно неплохие результаты при вскрытии и опробовании пластов на больших глубинах.

Ключевые слова: месторождение, комплекс геофизических исследований, аномально высокие пластовые давления, эквивалентная глубина

Для цитирования: Шишканова, Л. В. К вопросу определения аномально высоких пластовых давлений, коэффициента аномальности методом эквивалентных глубин / Л. В. Шишканова. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-54-68 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 54–68. EDN: GIDSCM

On the definition of abnormally high reservoir pressures and the anomaly coefficient using the equivalent depth method

Lyudmila V. Shishkanova

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
shishkanovalv@tyuiu.ru*

Abstract. The exploration of zones with abnormally high reservoir pressures in the Yamalo-Nenets and Khanty-Mansi Autonomous Okrugs has become essential due to the development of deep hydrocarbon fields. This has led to various technical challenges during reservoir exposing and testing. Elevated and high reservoir pressures are observed in nearly all hydrocarbon-bearing for-

mations, starting from the cap rock of the Achimov sequence, extending through the Upper and Lower Jurassic deposits, and continuing down the geological section. Understanding elevated and high reservoir pressures, along with the mechanisms of their formation, is vital for enhancing the efficiency of deep drilling operations and preventing well control incidents. To address this, a variety of pressure evaluation methods are employed before, during, and after the drilling process. Geophysical methods used during drilling are particularly important for tackling this task.

This study investigates the potential for determining reservoir pressure using data from wells drilled in multiple fields.

It demonstrates how the equivalent depth method can be applied to estimate both reservoir pressure and the pressure anomaly coefficient. The results of the study show that this method provides reliable data when applied to the evaluation and testing of deep reservoirs.

Key words: field, complex of geophysical studies, abnormally high reservoir pressures, equivalent depth

For citation: Shishkanova, L. V. (2025). On the issue of determining abnormally high reservoir pressures and the anomaly coefficient using the equivalent depth method. Oil and Gas Studies, (2), pp. 54-68. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-54-68

Введение

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) на территории Западной Сибири встречаются при вскрытии пластов на больших глубинах. Изучение и количественная оценка пластовых давлений на месторождениях проводится в системном изучении информации до проведения бурения, в процессе бурения скважин, а также после окончания проводки скважины [1].

В процессе изучения исследований до начала бурения используются: данные сейсмической разведки; материалы гравиметрической разведки; электроразведки; данные магниторазведки; использование геологической аналогии.

В процессе бурения скважин оценка пластовых давлений проводится при остановке углубления скважины и без остановки углубления.

При остановке углубления методы оценки пластовых давлений следующие:

- по данным геофизических исследований в скважинах;
- по данным о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью;
- по петрофизическим данным (керна, шлам);
- по результатам опробования перспективных горизонтов.

Без остановки углубления скважин:

- по данным о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью;
- по технологическим данным бурения;
- по петрофизическим данным (по шламу и керну).

Прогноз пластовых давлений после окончания бурения (до спуска эксплуатационной колонны, а также после) проводится по результатам опробования пластов.

Региональное распространение зоны высоких давлений обусловлено влиянием генезиса образования. Природа и механизмы образования АВПД, закономерности развития и сохранения в недрах создают возможность выбора методики изучения зоны распространения и возможности определения пластовых давлений.

Причины образования высоких пластовых давлений:

- процесс гравитационного уплотнения пород;
- гидродинамическая замкнутость резервуаров в результате притоков высоконапорных глубинных флюидов;
- воздействие тектонических напряжений и деформация глубин резервуаров;
- воздействие локальных геологических факторов, таких как грязевой вулкан, массивное накопление каменной соли, землетрясение.

Пластовое давление характеризуется коэффициентом аномальности (отношение пластового давления к нормальному гидростатическому), который изменяется в зоне АВПД от 1,3 до 2.

Использование геолого-геофизических данных, а также применение различных методик оценки пластовых давлений дают возможность более детально изучать зону распространения АВПД и оценить коэффициент аномальности во избежание аварийных ситуаций при бурении скважины [2].

В разделе «Объекты и методы исследования» рассмотрена возможность определения пластового давления по методике эквивалентных глубин на примере ряда скважин различных месторождений.

Объекты и методы исследования

Изучение вопроса аномальных поровых давлений покрышек залежей представляет собой огромный интерес, так как те характеризуются некоторыми особенностями изменения геофизических параметров, а именно: увеличение пористости, уменьшение плотности, снижение удельного электрического сопротивления (ρ_k), увеличение интервального времени ΔT , снижение продолжительности проходки, увеличение диаметра скважины, увеличение теплообмена и понижение интервальной скорости. Многолетние исследования показали, что поровое давление в глинистых покрышках отражает величину аномального давления в залежи.

На примере скв. 182 Ямбургского месторождения (рис. 1) представлено изменение гидростатического, пластового и горного давления.

Наукой установлена полигенность образования зоны повышенных и высоких пластовых давлений [2]. Нет ни одного механизма образования высоких пластовых давлений, который бы работал самостоятельно, отдельно от других механизмов.

Непосредственно гравитационное уплотнение глин, замкнутость резервуаров, тектонические процессы, прогрев недр Земли, преобразование органического вещества способствуют генерации повышенных и высоких

пластовых давлений. Все это обуславливается геологическими условиями изучаемого региона.

Рис. 1. Пример изменения гидростатического давления, пластового давления, горного давления в скв. 182 Ямбургского месторождения



При выборе геофизического параметра для определения зоны повышенных и высоких пластовых давлений используются следующие виды геофизических исследований: стандартный каротаж, боковой каротаж, индукционный (метод проводимости), акустический каротаж, плотностной гамма-гамма каротаж и так далее. Далее по разрезу скважины выделяются покрышки (глины), в которых определяется значение выбранного геофизического параметра. Для приведения геофизического параметра к одинаковым скважинным условиям по возможности вводятся поправки, которые учитывают диаметр скважины, минерализацию пластовых вод, температуры.

По разрезу скважины строится график зависимости изменения геофизического параметра с глубиной. В зоне нормального давления, где породы нормально уплотнены, точки геофизического параметра почти ло-

жатыся на одну линию (с небольшим отходом от нее). В зоне повышенного и высокого пластового давления наблюдаются глубины, в которых присутствует отклонение геофизического параметра от линии нормального изменения данного параметра с глубиной.

На примере ряда скважин рассмотрим определение пластового давления и соответственно коэффициента аномальности.

Методика эквивалентных глубин позволяет по данным геофизических параметров определить значение пластового давления и коэффициента аномальности [2]. В связи с этим проводится линия от фактического значения геофизического параметра до пересечения с линией нормального изменения геофизического параметра с глубиной. Точка пересечения является эквивалентной глубиной ($H_э$).

Формула определения пластового давления ($R_{пл}$):

$$R_{пл} = 9,81 * [H_a * \rho_a - (H_э * \rho_э - \rho_в * H_э)],$$

где $R_{пл}$ — пластовое давление; H_a , $H_э$ — соответственно глубина аномальная, глубина эквивалентная; ρ_a , $\rho_э$, $\rho_в$ соответственно плотность глин на аномальной глубине, эквивалентной глубине, плотность воды; 9,81 — значение ускорения свободного падения.

Коэффициент аномальности рассчитывался: $K_a = R_{пл} / R_{гид}$, где $R_{пл}$ — пластовое давление, $R_{гид}$ — нормальное гидростатическое давление.

На примере скважин рассмотрим вопрос определения вышеперечисленных параметров.

Как известно, в зависимости от механизма образования аномально высоких давлений, стратиграфической приуроченности и геологических факторов Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция условно подразделяется на зоны: Северную, Уренгойскую, Салымскую, Краснolenинскую.

Месторождения, входящие в эти зоны, характеризуются различными коэффициентами аномальности в стратиграфических горизонтах.

Так, в Северной зоне аномальные давления наблюдаются в баженовской свите. Однако снижение содержания органического вещества и менее благоприятные термодинамические условия приводят к снижению градиента пластовых давлений и, соответственно, снижению коэффициентов аномальности.

Уренгойская зона описана ниже на примере скв. 182 Ямбургского месторождения.

В Салымской зоне баженовская свита является генератором образования аномальных пластовых давлений. Это связано со значительным содержанием органического вещества, которое и повлияло на образование углеводородов, где, в свою очередь, гидродинамическая изоляция глинами послужила основной причиной образования аномальных давлений.

Краснolenинская зона характеризуется незначительным коэффициентом аномальности (до 1,4). Образование аномальных давлений в рас-

смаатриваемой зоне связано с худшими условиями гидродинамической изоляции баженовской свиты и меньшей интенсивностью преобразования органического вещества.

Скважина 182 Ямбургского месторождения

Ямбургское месторождение входит в Уренгойскую зону. Зоны аномальных давлений на Ямбургском месторождении выделяются ниже глубины 3 000 м и охватывают ачимовские отложения, баженовскую свиту, а также отложения юры. Причины образования аномальных давлений заключаются в основном в высокой скорости осадконакопления и отставании оттока поровых вод при гравитационном уплотнении.

На рисунке 2 представлена скв. 182 Ямбургского месторождения. Отклонение геофизических данных от линии нормального изменения параметров с глубиной в глинах, а именно удельного электрического сопротивления в сторону уменьшения и увеличения плотности наблюдается в глинистой покрывке ачимовских отложений, баженовской свиты, далее ниже по разрезу в абалакской и тюменской свитах (пласт Ю2-4).

Методика определения пластовых давлений и соответственно коэффициента аномальности в рассматриваемой скважине описана выше.

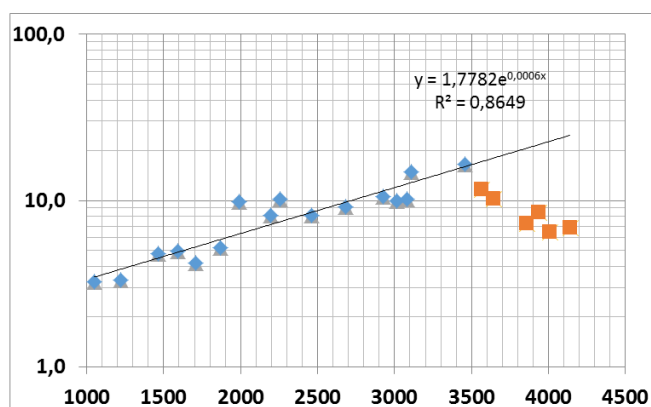


Рис. 2. Пример изменения геофизических параметров с глубиной по скв. 182 Ямбургского месторождения (по оси Y — относительное сопротивление, по оси X — глубина скважины)

Рисунок 3 демонстрирует зависимость изменения геофизического параметра (относительного сопротивления) с глубиной с учетом введенных поправок. Зависимость построена по изменению геофизического параметра, а именно глинистых пластов. Кроме того, введены поправки в отношении геометрии ствола скважины. В результате исследований установлено, что аномальные давления прослеживаются с глубины 3 500 м, что соответствует глинистой покрывке ачимовских отложений, с изменением коэффициента аномальности от 1,3 до 1,66.

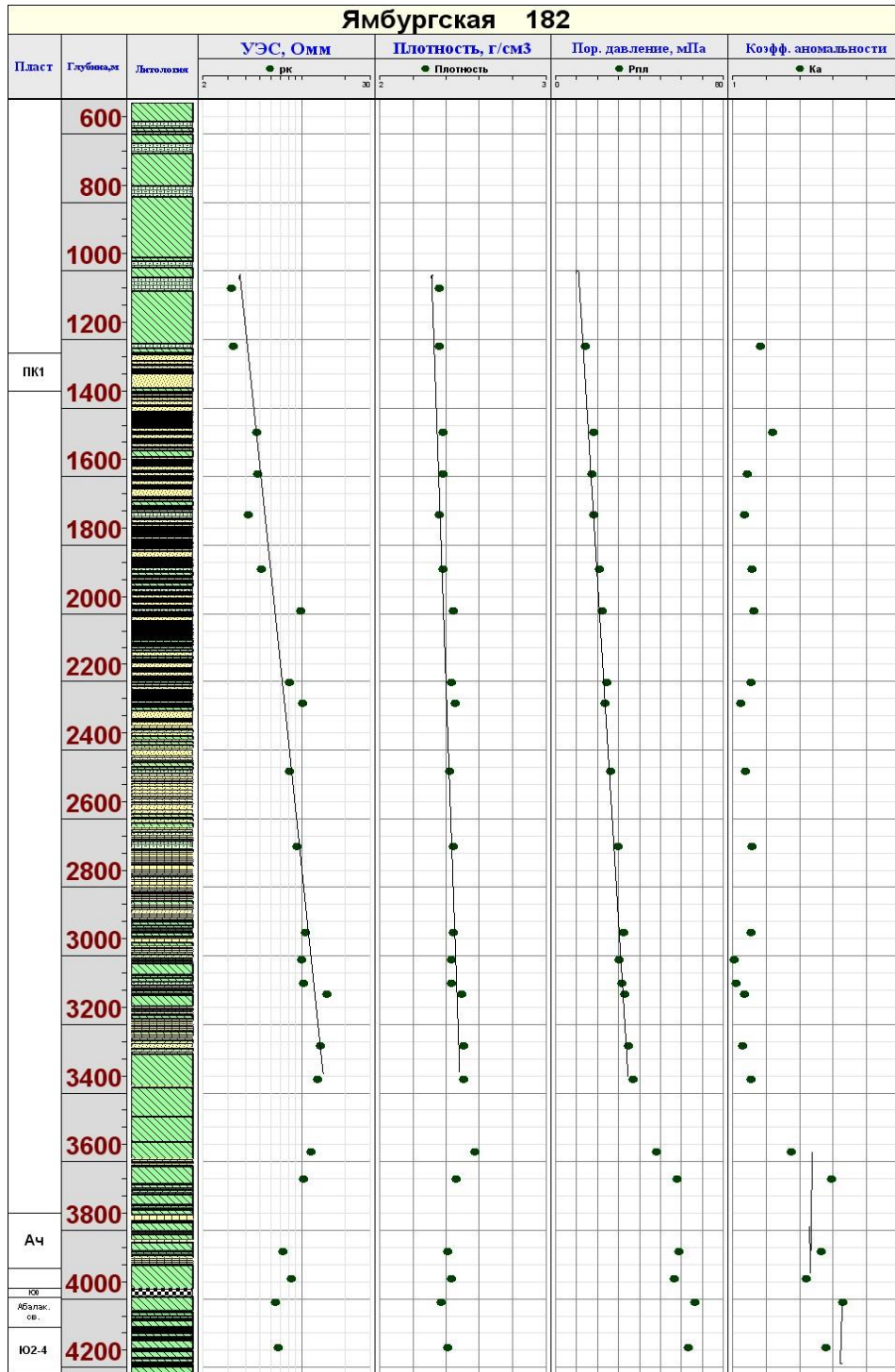


Рис. 3. Изменение геофизических параметров в зоне АВПД в скв. 182 Ямбургского месторождения

В таблице 1 представлен расчет пластового давления и коэффициента аномальности в скв. 182 Ямбургского месторождения по всему вскрытому разрезу.

Таблица 1

Расчет пластового давления и коэффициента аномальности в скв. 182

Глубина Н. М	Сопротивление глинок Омм	Диаметр скважины ДС мм	Сопротивление бурового раствора Омм	Поправки за геометрию скважины			Сопротивление с учетом поправок Омм	Плотность гр/см ³	Пластовое давление Рпл атм	Нормальное гидростатическое давление Ргид атм	Коэффициент аномальности Ка
				Гр	Гр*рс	Кд					
1050	3.2	0.442	3	0.44	1.32	1.72	3.2	2.36		105	
1220	3.2	0.444	2.9	0.44	1.28	1.73	3.3	2.36	143.31	122	1.17
1470	4.1	0.333	2.8	0.34	0.96	1.53	4.8	2.37	179.40	147	1.22
1590	4.2	0.329	2.8	0.34	0.95	1.52	4.9	2.37	174.00	159	1.09
1710	3.6	0.355	2.6	0.36	0.95	1.57	4.2	2.36	183.13	171	1.07
1870	4.3	0.339	2.6	0.35	0.91	1.54	5.2	2.38	209.63	187	1.12
1990	6.7	0.479	2.6	0.47	1.23	1.79	9.8	2.44	224.56	199	1.13
2200	6.2	0.329	2.4	0.34	0.82	1.52	8.2	2.43	244.83	220	1.11
2260	7.5	0.319	2.4	0.33	0.80	1.51	10.1	2.45	238.12	226	1.05
2460	6	0.339	2	0.35	0.70	1.54	8.2	2.42	264.53	246	1.08
2680	6.1	0.459	1.6	0.45	0.73	1.75	9.2	2.44	300.67	268	1.12
2930	6.8	0.412	1.4	0.41	0.58	1.67	10.6	2.44	326.50	293	1.11
3010	6.2	0.465	1.2	0.46	0.55	1.76	10.0	2.43	304.53	301	1.01
3080	6.3	0.471	1.2	0.47	0.56	1.77	10.2	2.43	315.63	308	1.02
3110	9.2	0.459	1	0.45	0.45	1.75	15.0	2.49	332.09	311	1.07
3460	12.4	0.232	0.8	0.26	0.20	1.35	16.5	2.58	421.48	346	1.22
3570	12	0.24	0.8	0.26	0.21	1.37	11.6	2.57	482.15	357	1.35
3650	7.7	0.236	0.7	0.26	0.18	1.36	10.2	2.46	581.62	365	1.59
3860	5.5	0.242	0.6	0.26	0.16	1.37	7.3	2.41	589.93	386	1.53
3940	6.3	0.244	0.6	0.27	0.16	1.38	8.4	2.43	567.48	394	1.44
4010	3.8	0.242	0.6	0.26	0.16	1.37	6.5	2.37	665.78	401	1.66
4140	5.6	0.19	0.6	0.22	0.13	1.28	6.8	2.31	645.64	414	1.56

Точность определения пластового давления и коэффициента аномальности в большой степени зависит от качества записи геофизического материала. Поэтому прежде чем приступить к решению данной задачи, необходимо определиться с качеством геофизических исследований и при необходимости провести корректировку путем введения поправок.

Скважина 210 Песцовая

Песцовое месторождение попадает в зону высоких пластовых давлений с изменением коэффициента аномальности до 1,8. Высокими давлениями характеризуются отложения ачимовской свиты до 1,5 (коэффициент аномальности), баженовской свиты и отложениями юры (до 1,8). Ниже представлены результаты обработки материалов геофизических исследований, проведенных в данной скважине, и определены пластовые давления и коэффициенты аномальности (табл. 2).

**Расчет пластового давления и коэффициента аномальности в скв. 210
Песцового месторождения по всему вскрытому разрезу**

Глубина Н м	Сопротив ле-ние глин рк Омм	Диаметр скважи-ны ДС м	Сопротивленн е бурового раствора рс Омм	Плот- ность гр/см3	Пласто- вое давление Рпл атм	Нормаль-ное гидростати- ческое давление Ргид атм	Кэффи- циент аномальнос- ти Ка
940	3.1	0.447	4.6	2.35		94	
1220	2.9	0.418	4.2	2.35	157.17	122	1.29
1466	3.4	0.357	4.2	2.36	178.67	146.6	1.22
1612	3.3	0.359	3.8	2.36	178.75	161.2	1.11
1730	3.5	0.387	3.8	2.36	187.69	173	1.08
1775	3.4	0.363	3.6	2.36	181.49	177.5	1.02
1840	4.7	0.361	3.6	2.39	196.51	184	1.07
1985	5.4	0.372	3.4	2.41	219.63	198.5	1.11
2180	5.2	0.374	3.4	2.40	241.67	218	1.11
2290	5.8	0.378	3.2	2.42	245.30	229	1.07
2370	6.6	0.394	3	2.44	246.02	237	1.04
2680	7	0.365	2.8	2.45	311.30	268	1.16
2846	7.2	0.381	2.4	2.45	306.77	284.6	1.08
3090	7	0.4	2	2.45	339.14	309	1.10
3180	9.4	0.296	1.8	2.50	345.85	318	1.09
3360	11.4	0.296	1.8	2.55	369.51	336	1.10
3500	7.6	0.237	1.4	2.46	457.59	350	1.31
3585	9	0.229	1.2	2.49	467.16	358.5	1.30
3725	9	0.235	1	2.49	501.41	372.5	1.35
3800	5.4	0.226	1	2.41	560.98	380	1.48
3805	4.8	0.219	0.8	2.39	620.40	380.5	1.63
3820	3.7	0.252	0.8	2.37	652.60	382	1.71
3853	3.4	0.166	0.8	2.36	674.10	385.3	1.75
3856	3.2	0.166	0.8	2.36	685.80	385.6	1.78
4000	6.1	0.166	0.8	2.42	645.30	400	1.61

При интерпретации материалов геофизических исследований поправка в отношении геометрического фактора скважины не вводилась. Это связано с отсутствием данных по эталонировке аппаратуры, при которой проведена регистрация (АБКТ). На практике установлено, что расхождение данных по определению пластового давления без учета поправки может составлять 2–3 %.

На примере ряда скважин представлена характеристика геофизических параметров в зонах аномальных давлений на территории Западной Сибири.

Разрез на территории Западной Сибири по генезису образования аномальных давлений подразделяется на зоны [3].

Северная зона включает в себя месторождения, расположенные на полуострове Ямал. Мощность баженовской свиты (пласт Ю0) незначительная. Так, в скв. 125 Бованенковского месторождения мощность ба-

женовской свиты — 30 м. Незначительная мощность баженовской свиты в рассматриваемом районе не является генератором аномальных давлений. Ее роль существенно уменьшается относительно других зон. Возможно, это связано с низким содержанием органического вещества, а также термодинамическими условиями, что ведет к значительному снижению градиентов давлений в баженовской свите.

В нижнемеловых отложениях в северной зоне наблюдается отсутствие пластовых давлений, значительно превышающих гидростатическое. Это обусловлено экранирующими свойствами глинистой покрышки, которая способствует образованию аномальных давлений. Так, в скв. 125 Бованенковского месторождения мощность глинистой покрышки составляет около 450 м.

Следовательно, в Северной зоне генезис образования аномальных давлений в основном зависит от скорости осадконакопления и экранирующих свойств глинистых покрышек.

Уренгойская зона. Изменение геофизических параметров в зоне аномальных давлений представлено на примере скв. 99 Западно-Таркосалинского месторождения (рис. 4). На месторождениях Уренгойской зоны повышенные давления наблюдаются уже в отложениях ачимовской толщи с коэффициентом аномальности 1,35–1,6.

Максимальные значения аномальных давлений в данной зоне отмечаются в отложениях баженовской свитой, которая в скв. 99 Западно-Таркосалинского месторождения достигает 60 м. Зона глинистой покрышки от нижнемеловых отложений до ачимовской толщи в представленной скважине составляет около 300 м. В связи с этим мощная толща глинистой покрышки, высокая скорость осадконакопления привели к отставанию оттока поровых вод из глинистой толщи, что способствовало формированию аномальных давлений в ачимовской, баженовской и юрских свитах.

Салымская зона представлена геолого-геофизическими разрезами скв. 162 Салымского месторождения (рис. 5). Рассматриваемая зона характеризуется наличием аномальных давлений в баженовской свите. Баженовская свита залегает в интервале глубин 2 950–3 120 м, представлена чередованием листовато-плитчатых глин, а также битуминозными глинами с включениями карбонатных и кремнистых прослоев. Мощность свиты может достигать 70 м в представленной скважине. Достаточно большое количество органического вещества (до 20 %) способствует генерации углеводородов. Причина образования аномальных давлений в отложениях баженовской свиты — гидродинамическая изоляция покрывающей толщей глин.

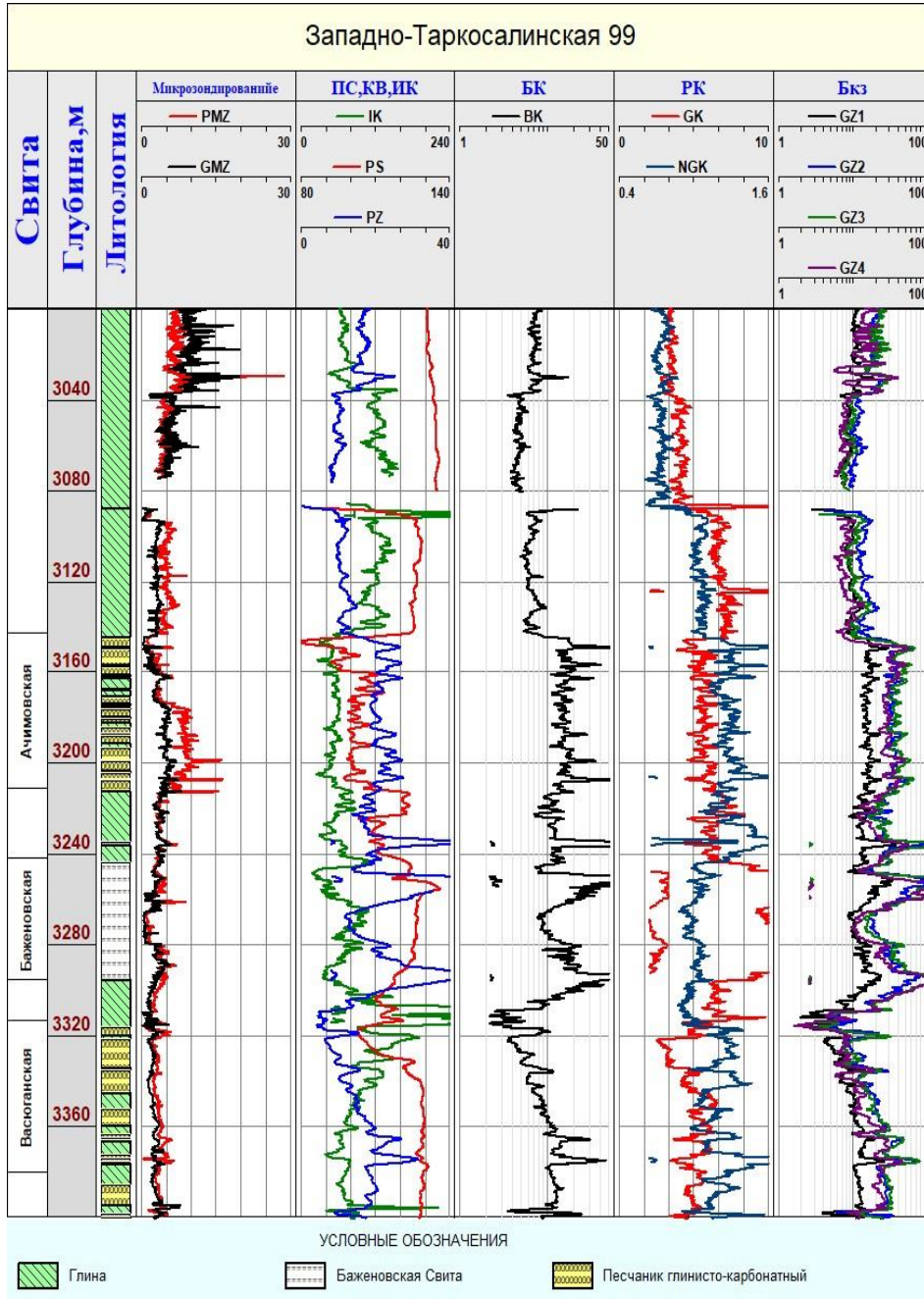


Рис. 4. Геофизический разрез в зоне аномальных давлений в скв. 99 Западно-Таркосалинского месторождения

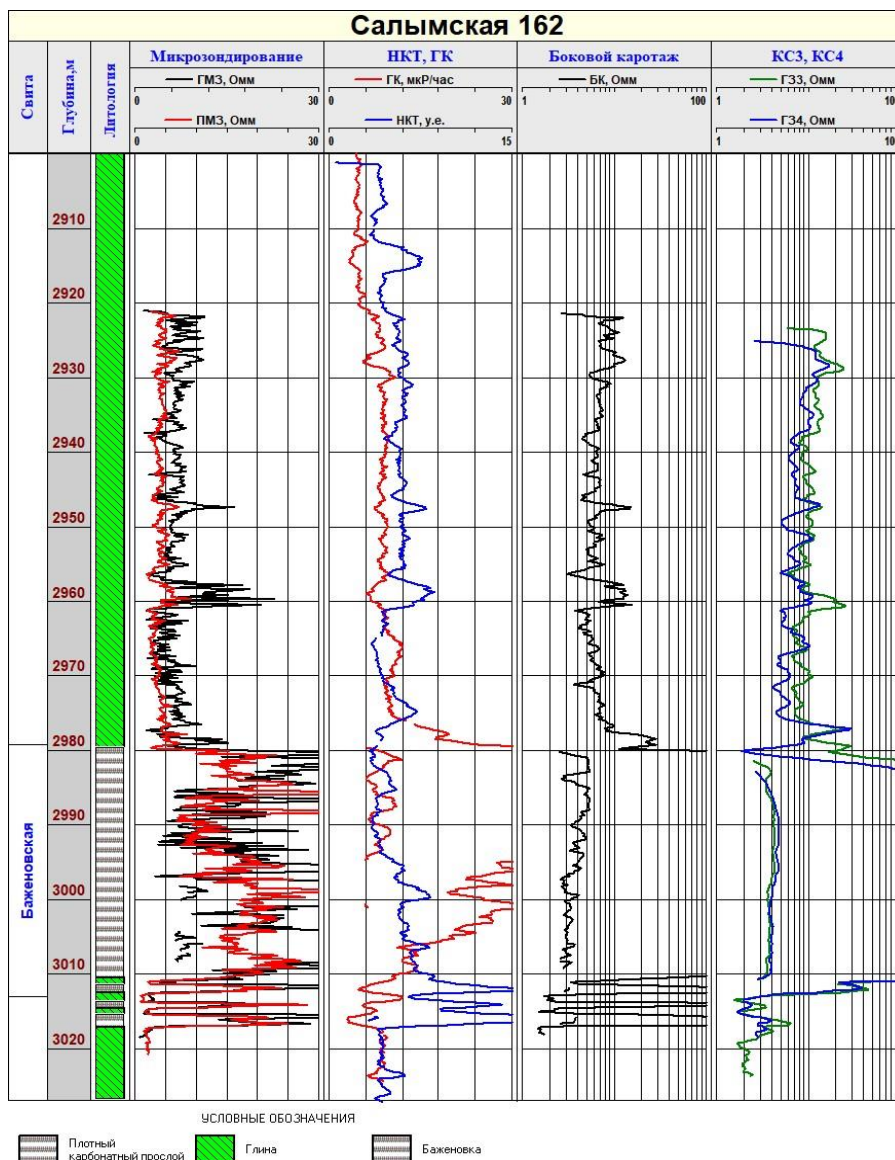
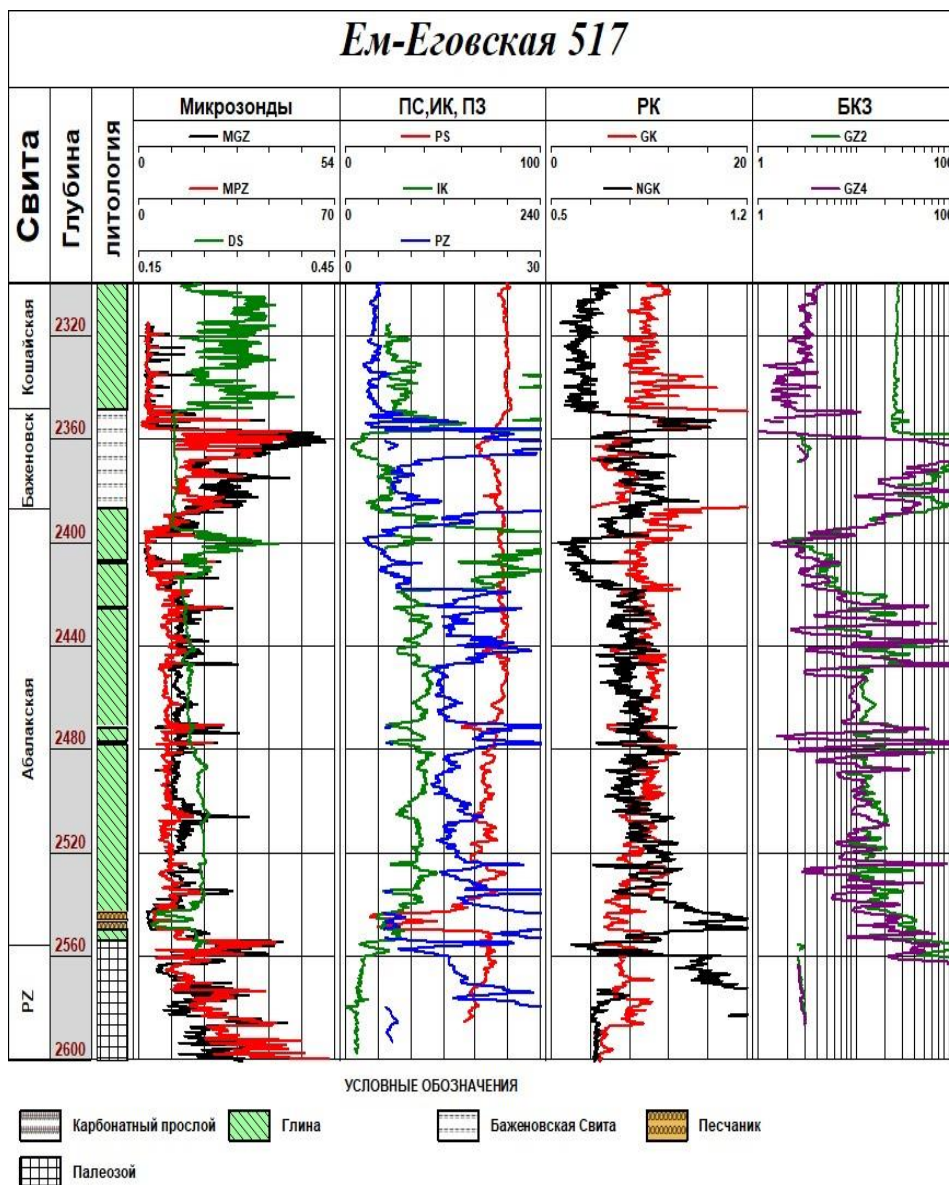


Рис. 5. Геофизический разрез в зоне аномальных давлений в скв. 162 Салымского месторождения

Красноленинская зона представлена скв. 517 Ем-Ёговского месторождения (рис. 6). Аномальные давления в рассматриваемой зоне в основном распространяются в кошайской, баженовской и абалакской свитах. Установлено, что коэффициент аномальности изменяется в пределах 1,3–1,45. Такое снижение аномальных давлений, видимо, связано с уменьшением интенсивности преобразования органического вещества баженовской свиты и худшей гидроизоляцией свиты подстилающими глинами абалакской свиты.



**Рис. 6. Геофизический разрез в зоне аномальных давлений в скв. 517
Ем-Еговского месторождения**

Результаты

На месторождениях Западной Сибири существует большое количество залежей, вскрытых на больших глубинах, имеющих пластовое давление, на порядок превосходящее нормальное гидростатическое давление. Во избежание аварийных ситуаций при вскрытии бурением пластов в глубокозалегающих толщах необходимо прогнозировать и количественно определять зоны повышенных и высоких давлений.

Такую оценку можно проводить по результатам геофизических исследований скважин в процессе бурения. А именно, зная изменения геофизических параметров в зонах аномальных давлений.

В статье на примере скважин рассмотрена методика эквивалентных глубин, позволяющая прогнозировать в разрезе пластовые давления и количественно определять коэффициенты аномальности. Установлено, что точность в определении этих параметров зависит от качества регистрации геофизических исследований.

Кроме того, территория Западной Сибири по генезису образования аномальных давлений условно подразделена на четыре зоны: Северную, Уренгойскую, Салымскую, Красноленинскую. Приведен пример геологического разреза и геофизических параметров в условных зонах, а также кратко описаны условия формирования аномальных давлений в пластах на больших глубинах.

Выводы

1. Прогноз и оценка пластовых давлений возможны до начала бурения скважины, в процессе и после завершения бурения.

2. Геофизические методы исследования скважин позволяют прогнозировать глубину вскрытия пластов с аномальными давлениями и давать количественную оценку пластового давления и коэффициента аномальности.

3. Точность количественной оценки пластового давления зависит от качества геофизических исследований, а также знания поведения геофизических параметров в зоне аномальных давлений.

4. На примере ряда скважин представлена методика определения пластового давления методом эквивалентных глубин.

5. Рассмотрены условные зоны Западной Сибири по природе и механизму формирования аномальных давлений с примерами геологических разрезов и геофизических параметров.

6. Детальное изучение зон аномальных давлений, знание механизмов их образования способствуют повышению эффективности бурения глубоких скважин и предотвращению аварийных ситуаций.

Список источников

1. Мелик-Пашаев, В. С. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях / В. С. Мелик-Пашаев, Э. М. Халимов, В. Н. Серегина. – Москва : Недра, 1983. – 181 с. – Текст : непосредственный.

2. Сковородников, И. Г. Геофизические исследования скважин : курс лекций / И. Г. Сковородников. – Екатеринбург : УГГА, 2003. – 294 с. – Текст : непосредственный.

3. Александров, Б. Л. Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах / Б. Л. Александров. – Москва : Недра, 1987. – 216 с. – Текст : непосредственный.

4. Лукьянов, Э. Е. Геолого-технологические исследования в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов. – Новосибирск : Издательский Дом «Историческое наследие Сибири». – 2009. – 752 с. – Текст : непосредственный.

5. Дьяконов, Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин : учебник для вузов / Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов. – 2-е изд., перераб. – Москва : Недра, 1984. – 432 с. – Текст : непосредственный.

6. Геофизические исследования скважин : учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. – Москва : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 400 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Melik-Pashaev, V. S., Khalimov, E. M., & Seregina, V. N. (1983). Anomal'no vysokie plastovye davleniya na neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh. Moscow, Nedra Publ., 181 p. (In Russian).

2. Skovorodnikov, I. G. (2003). Geofizicheskie issledovaniya skvazhin: Ekaterinburg, UGGA Publ., 294 p. (In Russian).

3. Aleksandrov, B. L. (1987). Anomal'no vysokie plastovye davleniya v neftegazonosnykh basseynakh. Moscow, Nedra Publ., 216 p. (In Russian).

4. Luk'yanov, E. E. (2009). Geologo-tehnologicheskie issledovaniya v protsesse bureniya. Novosibirsk, Izdatel'skiy Dom «Istoricheskoe nasledie Sibiri» Publ., 752 p. (In Russian).

5. D'yakonov, D. I., Leont'ev, E. I., & Kuznetsov, G. S. (1984). Obshchiy kurs geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 432 p. (In Russian).

6. Dobrynin, V. M., Vendel'shteyn, B. Yu., Rezvanov, R. A. & Afrikyan, A. N. (2004). Geofizicheskie issledovaniya skvazhin. Moscow, Izd-vo «Nef't' i gaz» RGU nef'ti i gaza im. I. M. Gubkina Publ., 400 p. (In Russian).

Сведения об авторе / Information about the author

Шишканова Людмила Викторовна, старший преподаватель кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, shishkanovalv@tyuiu.ru

Lyudmila V. Shishkanova, Senior Lecturer at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, shishkanovalv@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 20.12.2024; одобрена после рецензирования 17.02.2025; принята к публикации 05.03.2025.

The article was submitted 20.12.2024; approved after reviewing 17.02.2025; accepted for publication 05.03.2025.

УДК 528.28
DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-69-84
EDN: ITVGAA

Интеллектуальные геоинформационные технологии для вероятностных и нечетких расчетов и оптимизации для ГЕОТЭП и СМН при определении оптимального расположения, ранжирования поисково-разведочных скважин и картирования

А. В. Шпильман^{1*}, А. Е. Алтунин¹

¹ ООО «СибГеоПроект», г. Тюмень, Россия
*shpilman@sibgeoproject.ru

Аннотация. Разработана геоинформационная система планирования, мониторинга и анализа геологоразведочных работ с интеллектуальным ядром для интеллектуального анализа данных, расчета и оптимизации в условиях неопределенности информации. Предложенные подходы и алгоритмы применены в Системе мониторинга недропользования, созданной для мониторинга по геологоразведочным работам и недропользованию. Рассмотрены принципы использования нечеткой и вероятностной моделей (гибридный подход) оценки ресурсной базы и подсчета запасов. Созданы детерминированный и нечеткий алгоритм расчета для геоинформационной системы при определении оптимального расположения поисково-разведочных скважин. Для построения карт неопределенностей при оценке запасов создан оригинальный нечеткий алгоритм, который по возможностям, точности, времени счета и устойчивости расчетов превосходит стандартно применяемый метод Монте-Карло. Такой подход дает возможность представить все неточно заданные параметры в виде функций принадлежности и использовать предложенные нечеткие операции для работы с реальной промышленной информацией. Предложенные нечеткие операции для работы с картами представляют из себя нечеткие оверлейные операции и могут быть использованы для построения карт, характеризующих неопределенность подсчетных параметров и запасов. Проводится сравнение метода со «светофорным» методом картопостроения.

Ключевые слова: условия неопределенности информации, Система мониторинга недропользования, интеллектуальные геоинформационные технологии, подсчет запасов нефти и газа, вероятностные методы, «светофорный» метод картопостроения, метод Монте-Карло

Для цитирования: Шпильман, А. В. Интеллектуальные геоинформационные технологии для вероятностных и нечетких расчетов и оптимизации для ГЕОТЭП и СМН при определении оптимального расположения, ранжирования поисково-разведочных скважин и картирования / А. В. Шпильман, А. Е. Алтунин. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-69-84 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 69-84. EDN: ITVGAA

Intelligent geoinformation technologies for probabilistic and fuzzy calculations and optimization for GEOTEP and SMN in determining the optimal location, ranking of exploration wells, and mapping

A. V. Shpilman^{1*}, A. E. Altunin¹

¹ SibGeoProject LLC, Tyumen, Russian Federation
*shpilman@sibgeoproject.ru

Abstract. A geographic information system has been developed for planning, monitoring, and analyzing geological exploration activities. This system incorporates an intelligent core for data analysis, calculations, and optimization in the face of information uncertainty. The proposed methodologies and algorithms have been implemented in the Subsurface Resource Management System, which is designed to monitor geological exploration work and the use of subsurface resources. This paper discusses using fuzzy and probabilistic models — a hybrid approach — for assessing the resource base and calculating reserves. We have developed deterministic and fuzzy algorithms for geographic information system calculations to determine the optimal placement of exploration wells. To generate uncertainty maps for reserve estimation, we created an original fuzzy algorithm that surpasses the commonly used Monte Carlo method in terms of capability, accuracy, calculation time, and stability. This approach allows us to represent all imprecisely defined parameters as membership functions and utilize the proposed fuzzy operations to analyze real field data. The fuzzy operations for map generation include fuzzy overlay operations, which can be employed to create maps that illustrate the uncertainty of calculated parameters and reserves. We also provide a comparison with the "traffic light" map-building method.

Key words: conditions of information uncertainty, Subsoil Management Monitoring System, intelligent geoinformation technologies, calculation of oil and gas reserves, probabilistic methods, "traffic light" mapping method, Monte Carlo method

For citation: Shpilman, A. V., & Altunin, A. E. (2025). Intelligent geoinformation technologies for probabilistic and fuzzy calculations and optimization for GEOTEP and SMN in determining the optimal location, ranking of exploration wells, and mapping. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 69-84. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-69-84

Введение

Эффективность геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ определяется их результативностью и стоимостью разведки единицы запасов углеводородного сырья. Источниками повышения эффективности являются: сосредоточение работ в наиболее перспективных районах и структурах с благоприятными транспортно-экономическими условиями выявления и разведки запасов, совершенствование организации и методики проведения ГРП, повышение качества работ и достоверности оценки запасов за счет полноты геологической характеристики месторождений и изучения качества сырья, горно-геологических условий вскрытия, рациональной эксплуатации месторождений.

Объект и методы исследования

При оценке запасов обычно применяется детерминистский подход, использующий объемный метод. Авторы предлагают задействовать вероятностный подход, используя аппарат нечетких множеств.

Разработанный компонентный состав и архитектура программного комплекса, принципы и подходы web-компоненты легли в основу и были использованы при создании ряда программных продуктов для GEOTЭП и СМН [1, 2]. Исходя из основных функционально-технических требований, можно выделить следующие задачи разрабатываемой системы планирования и мониторинга геологоразведочных работ — планировать геологоразведочные работы с учетом всей имеющейся на данной территории информации и контролировать выполнение проектных решений.

С учетом технологических процессов проведения геологоразведочных работ и описанных выше функционально-технических требований, предлагается спроектировать трехкомпонентную систему, модули которой будут логически взаимосвязанными и информационно дополняют друг друга. Основным будет геоинформационный модуль [3], обеспечивающий принятие решений по планированию и мониторингу выполнения текущих работ. Интеллектуальным ядром этой геоинформационной системы планирования, мониторинга и анализа геологоразведочных работ является программный комплекс интеллектуального анализа данных и расчета и оптимизации в условиях неопределенности информации. Базовые алгоритмы этого комплекса были описаны нами в статье [1] о вероятностных, нечетких и гибридных моделях оценки неопределенностей и рисков при оценке запасов углеводородов с использованием программных комплексов ГЕОТЭП и СМН с получением вероятностного распределения запасов по методу Монте-Карло (рис. 1).

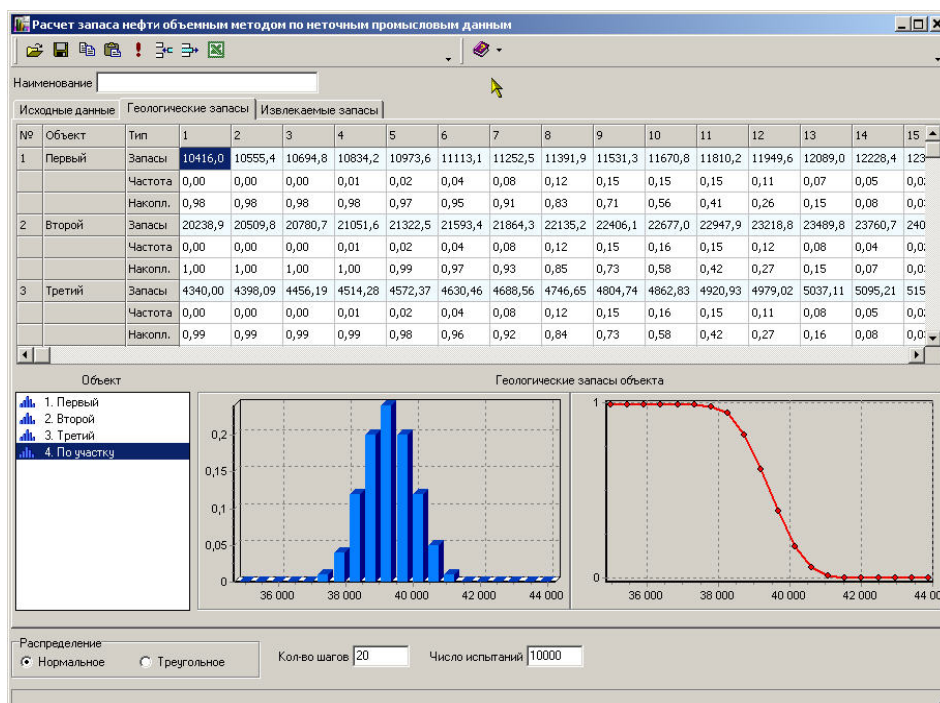


Рис. 1. Пример гистограммы и вероятностного распределения запасов нефти по методу Монте-Карло

В реализации метода Монте-Карло необходимо учесть коэффициент риска. Результаты расчета запасов без учета коэффициентов риска и с заданными коэффициентами риска существенно отличаются (рис. 2).

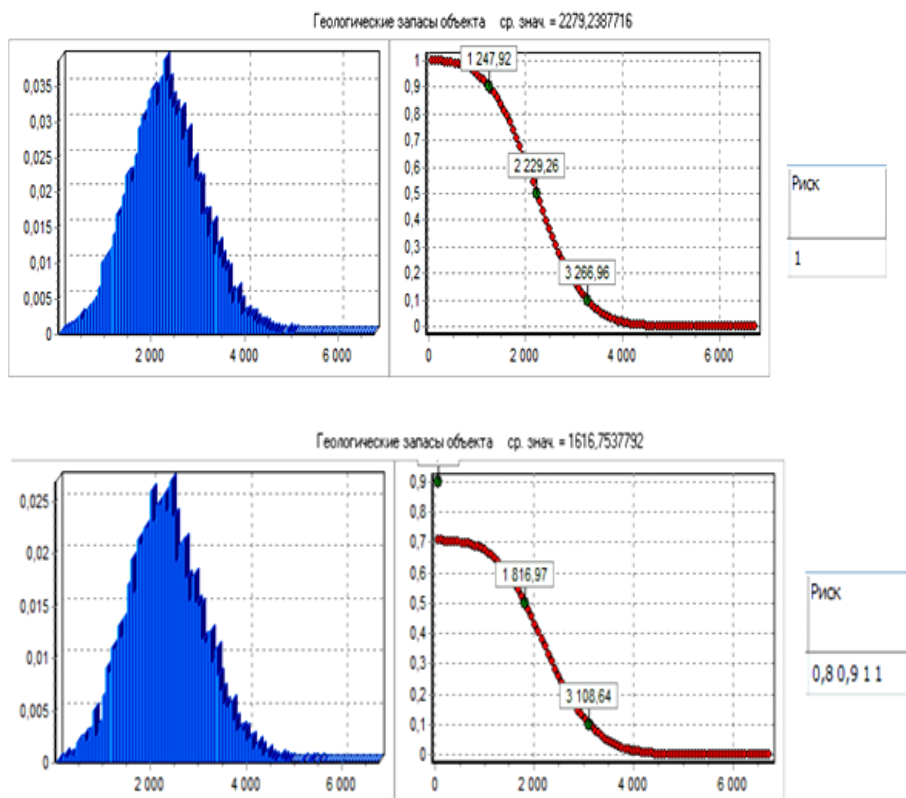


Рис. 2. Результат расчета запасов без учета коэффициентов риска и с заданными коэффициентами риска

Вероятность геологической успешности оценивается как: $P_g = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4$, где P_1 — вероятность существования природного резервуара, P_2 — вероятность существования ловушки УВ, P_3 — вероятностью заполнения ловушки углеводородами, P_4 — вероятность сохранности залежи УВ.

На основе вероятностных условий геологической успешности открытия месторождений могут быть построены карты рисков [4, 5],

Алгоритм дает возможность построить, представить в цвете [6, 7] и нанести уровни риска на карту. Для светофорной модели белый цвет указывает на отсутствие залежей, красным представляются районы высокого риска, желтым — неопределенного риска, зеленым — низкого риска.

Подобным же образом, при помощи цвета, на карту наносится вероятность наличия прочих параметров, включая объемы генерации нефти в нефтематеринской породе и порового пространства.

Затем полученные карты риска различных параметров перемножаются друг на друга, то есть происходит их совмещение, при котором участки с наиболее высокими значениями указанных параметров будут соответствовать зонам наиболее низкого риска.

Можно использовать также возможность интерпретации карт рисков отдельных параметров. Применение нечеткой логики для построения цветных карт позволяет построить непрерывную по цветам карту рисков. Уровни риска представлены в цвете и нанесены на карту, а пространственный анализ выполняется с использованием функционалов Fuzzy Sets и Fuzzy Logic для географических информационных систем (ГИС). Анализ совмещенной карты позволяет уточнить наиболее перспективные области скопления углеводородов.

При этом для совмещения отдельных карт используются минимаксные операции. Это позволяет получить более жесткие условия формирования результирующей карты риска — «светофорная карта» (рис. 3). Так, если хотя бы один из исследуемых параметров на выделенной области имеет красный цвет, то и на результирующей карте для этой области будет красный цвет.

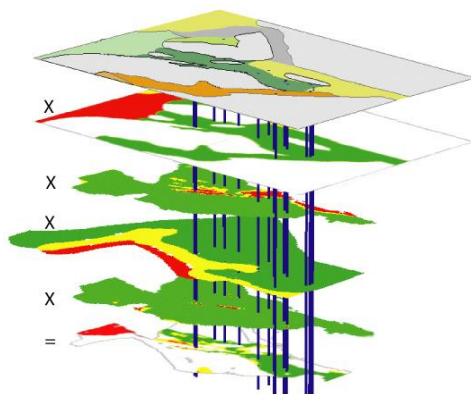


Рис. 3. Результирующая карта, полученная путем умножения карт исходных параметров

На рисунке 4 представлена процедура оверлея (интегрирования) карт равного риска различных пластовых параметров.

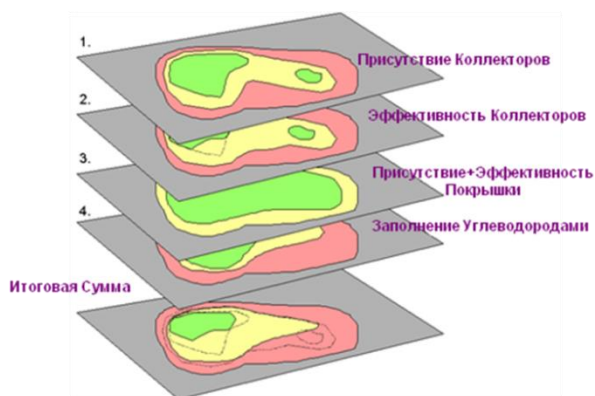


Рис. 4. Процедура оверлея (интегрирования) карт равного риска различных пластовых параметров [6, 7]

Изучение интегрированной карты (рис. 5) дает возможность выделить зоны с максимальными запасами нефти и газа и определить оптимальные стратегии поиска перспективных залежей в этом районе.

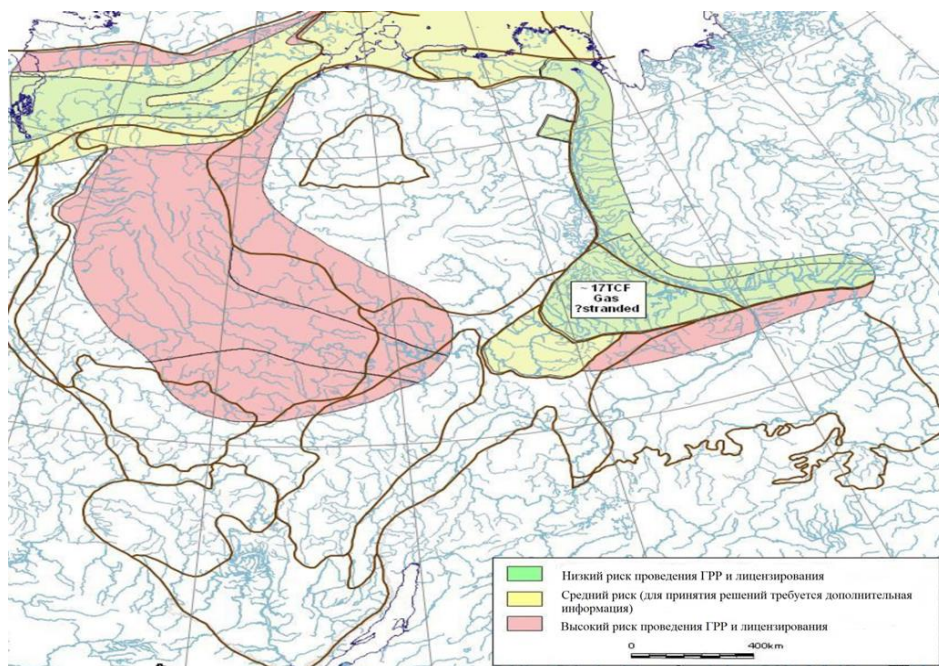


Рис. 5. Пример сводной карты равных рисков

Характер распределения цветов «светофорной» палитры позволяет точно выделить регионы, на которых компания должна сосредоточить основные усилия при проведении сейсморазведки, приобретении лицензионных участков и бурении. Такой подход эффективен, прост и дает возможность легко фиксировать результаты оценки и повторно их анализировать, поскольку значения параметров можно легко изменять для проработки различных вариантов прогноза [7].

Опишем более подробно некоторые нечеткие алгоритмы расчета и оптимизации этого интеллектуального комплекса (рис. 6).

Причины неполноты геолого-промысловой информации:

- Невозможность наблюдения ряда необходимых для проектирования и управления параметров объекта и происходящих в нем процессов.
- Большие, неоправданные затраты на получение полных данных (например, нецелесообразно бурить в водоносной зоне большое количество наблюдательных скважин).
- Неосуществимость (ввиду больших объемов) одновременной регистрации параметров, характеризующих процесс разработки.

- Отсутствие достаточных знаний о закономерностях процессов, происходящих в пластовой фильтрационной системе.
- Случайные или непреднамеренные искажения информации в процессах ее сбора, передачи и обработки.

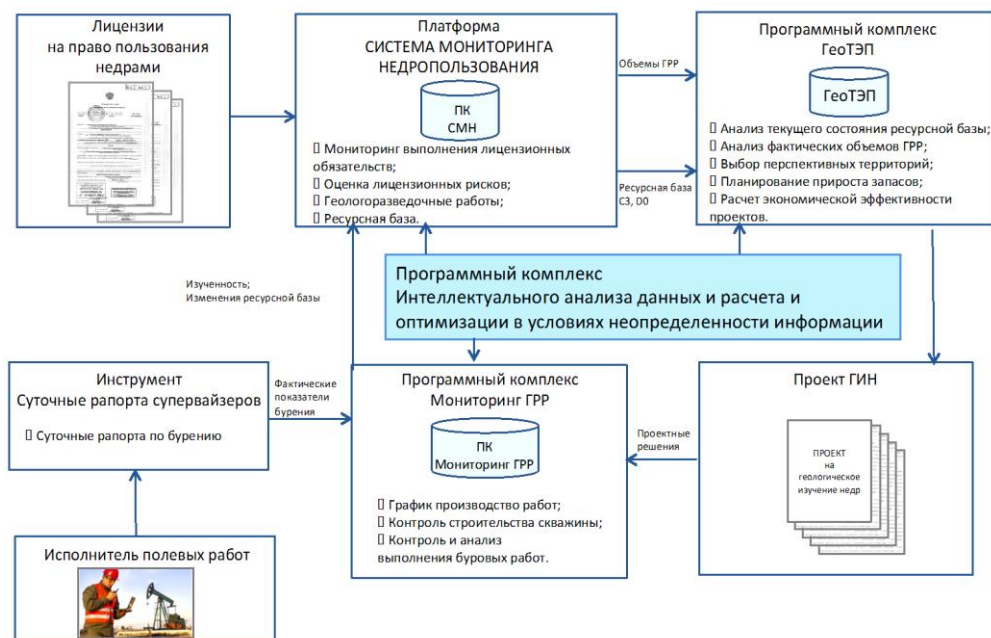


Рис. 6. Функциональная схема программных модулей геоинформационной системы планирования, мониторинга и анализа геологоразведочных работ

Неполнота данных о сложных нефтегазопромысловых системах вынуждает разрабатывать для их описания и моделирования математические структуры, которые позволяли бы в комплексе использовать все виды мультисциплинарных данных о строении и функционировании таких систем. Для этих целей вполне подходит аппарат нечетких множеств, позволяющий отразить для реальных сложных нефтегазопромысловых систем наличие одновременно разнородной информации:

- точечных замеров и значений параметров;
- допустимых интервалов их изменения;
- статистических законов распределения для отдельных величин;
- экспертных критериев и ограничений, полученных от специалистов-экспертов.

Объемный метод подсчета запасов — основной метод подсчета запасов.

- Параметры определяются на основании тщательного изучения комплекса данных по пробуренным скважинам, включающим материалы геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов и т. д.

- При недостатке и отсутствии данных, при затруднительных условиях (тонкослоистые коллекторы, недостаток разрешающей способности ГИС, отсутствие четкой границы коллектор — неколлектор) возможно применение разработанных нечетких методик и алгоритмов.

Площадь нефтеносности определяется на основе структурных карт залежей, с нанесенными на них границами распространения нефти или газа.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта определяется на основании комплекса геофизических исследований и результатов исследования керна [4, 8].

Коэффициент открытой пористости определяется по данным лабораторных исследований образцов керна или результатам геофизических исследований скважин.

Коэффициент нефтенасыщенности определяется на основании результатов расчета по керну или по геофизическим исследованиям скважин.

Пересчетный коэффициент наиболее точно определяется по данным лабораторных исследований глубинных проб нефти, отобранной из пласта.

Алгоритм расчета для ГИС при определении оптимального расположения поисково-разведочных скважин с использованием нечетких множеств

Применение детерминированного и вероятностного алгоритмов, приведенных в [62], и нечетких алгебраических операций позволяет представить детерминированный алгоритм подсчета запасов в виде нечеткого алгоритма [4, 5].

По определенным месторождениям-аналогам производится их ранжирование по степени близости к исследуемому IR району. Рассчитывается мера близости (степень сходства, характеризующаяся функцией принадлежности) и выполняется оценка возможного прироста запасов для каждой точки в анализируемой области с расчетом соответствующих функций принадлежности [4, 9].

Определяется нечеткая плотность ресурсов R_n оцениваемого объекта с учетом применения нечетких алгебраических операций.

Имея карты толщин $h_n(x, y)$, потенциально содержащих углеводороды (УВ), составляем карты нечеткого распределения ресурсов, перемножив нечеткую карту толщин на нечеткую плотность ресурсов и нечеткую площадь ячейки грида по объектам ($Q_n(x, y)$).

С учетом нечеткого радиуса дренирования скважины оценивается нечеткий потенциальный прирост запасов на каждую скважину путем нечеткого суммирования карт возможных ресурсов по имеющимся объектам с дальнейшей оценкой суммарного нечеткого прироста запасов в каждой ячейке по всем объектам. Далее находим координаты ячейки с максимальным значением функции принадлежности по приросту запасов для выбора места заложения скважины, которая обеспечивает потенциально возможный максимальный прирост запасов и в центре ячейки располагается скважина.

Тогда математическая постановка для алгоритма расположения и ранжирования скважин для бурения с использованием нечеткой логики будет выглядеть следующим образом [4,10]:

1) Каждый геологический критерий задается как объединение нечетких точечных (или интервальных) множеств, полученных экспертным путем

$$\mu(x) = \mu_1 / x_1 + \dots + \mu_n / x_n, \quad (1)$$

или в виде сигмоидальной функции принадлежности (ФП)

$$\mu(x) = \frac{1}{(1 + e^{-a(x-b)})}, \quad (2)$$

где a — крутизна сигмоиды, b — сдвиг сигмоиды по оси X , x — выбранный показатель, относительно которого строится ФП.

2) По анализируемой скважине выбираются исходные данные x_1, \dots, x_n по геологическим критериям и определяются значения соответствующих значений ФП $\mu_1(x_1), \dots, \mu_n(x_n)$ (рис. 7).

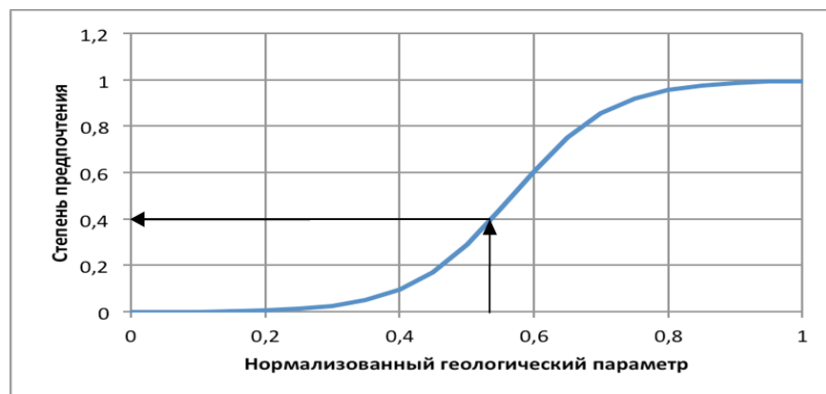


Рис. 7. Выбор точечных значений степени предпочтения по функции принадлежности

3) Наиболее правильно выбрать операцию «И» для комплексирования. Эта операция может быть записана для n критериев с учетом комплексного геологического критерия λ_i и его функции принадлежности μ_i с учетом весовых коэффициентов w_i в виде

$$\lambda_i = \sqrt[n]{\mu_1(x_1)^{w_1} \cdot \dots \cdot \mu_n(x_n)^{w_n}}. \quad (3)$$

Заметим, что обратная величина характеризует степень риска $r = 1 - \lambda$.

4) После обработки всего перечня скважин и отбраковки заведомо неподходящих (при $\mu_i(x_i) = 0$) получаем список скважин y_1, \dots, y_n , ранжированный по общему комплексному критерию λ .

Для этого алгоритма появляется возможность учета нечетких параметров и расчетных величин:

1) Если есть необходимость представить входные данные как нечеткие величины с распределенной функцией принадлежности, то в этом случае и результат получается в виде нечеткой величины как пересечение нечеткой оценки параметра А и нечеткого критерия К:

$$\mu_i(x_i) = \mu_A(x_i) \wedge \mu_K(x_i). \quad (4)$$

2) Для алгоритма ранжирования необходимо конкретное значение ФП. Поэтому для выбора точечного значения ФП определяем максимум пересечения нечеткой оценки параметра и нечеткого критерия:

$$\mu_i(x_i) = \max_{x_i} \{ \mu_A(x_i) \wedge \mu_K(x_i) \}. \quad (5)$$

3) Если в критериях фигурируют расчетные величины, например, запасы, то они определяются из нечеткого уравнения объемного метода подсчета запасов [1, 2]

$$\mu_O(Q_n) = \max_U [\mu(F) \wedge \mu(h_{н.эф}) \wedge \mu(k_{н.о}) \wedge \mu(k_n)] \quad (6)$$

$$U = \{ (F, h_{н.эф}, k_{н.о}, k_n) \mid F \cdot h_{н.эф} \cdot k_{н.о} \cdot k_n \cdot \theta \cdot \rho = Q_n \}$$

где используются функции принадлежности по запасам нефти Q_n , площади нефтеносности/дренирования F , эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{н.эф}$, коэффициента открытой пористости $k_{н.о}$, коэффициента нефтенасыщенности k_n , а также детерминированные константы — пересчетный коэффициент θ и плотность нефти при стандартных условиях ρ .

Для бурения скважин основными критериями являются: нефтенасыщенная толщина (Ннн), проницаемость продуктивной части пласта (Кпр), текущая выработка и величина остаточных запасов.

Общие условия формирования критериев подбора скважины кандидата для бурения:

- всем разработанным критериям должна быть присвоена весовая доля (значимость критерия);

- все разработанные критерии должны иметь диапазон изменения значений (0-1);
- в диапазоне значений для каждого критерия должно присутствовать крайнее значение, при котором скважина не будет удовлетворять условиям применения какой-либо технологии (условие исключения скважин);
- для каждого интервала изменения значения присваивается балл с целью возможности дальнейшего ранжирования.

Для упрощения восприятия экспертами-практиками принимаем диапазон шкалы весовой доли критерия — от 0 до 1; бальной системы значений — от 0 до 1 (0 — для условия исключения скважины, ближе к 1,0 — большее предпочтение кандидата на бурение этой скважины).

Диапазон значений для каждого критерия должен приниматься пользователем индивидуально для конкретных горно-геологических условий и особенностей эксплуатации месторождения.

Функция принадлежности для запасов строится на основе нечеткого уравнения (7)

$$\mu(Q_n) = \max_U [\mu(V) \wedge \mu(P) \wedge \mu(k_n) \wedge \mu(k_n) \wedge \mu(\rho) \wedge \mu(\theta)] \quad (7)$$

$$U = \{(V, P, k_n, k_n, \rho, \theta) | V \cdot P \cdot k_n \cdot k_n \cdot \rho \cdot \theta = Q_n\}.$$

Результаты

Примеры работы алгоритма расчета по картам функций принадлежности для подсчетных параметров приведены на рисунке 8.

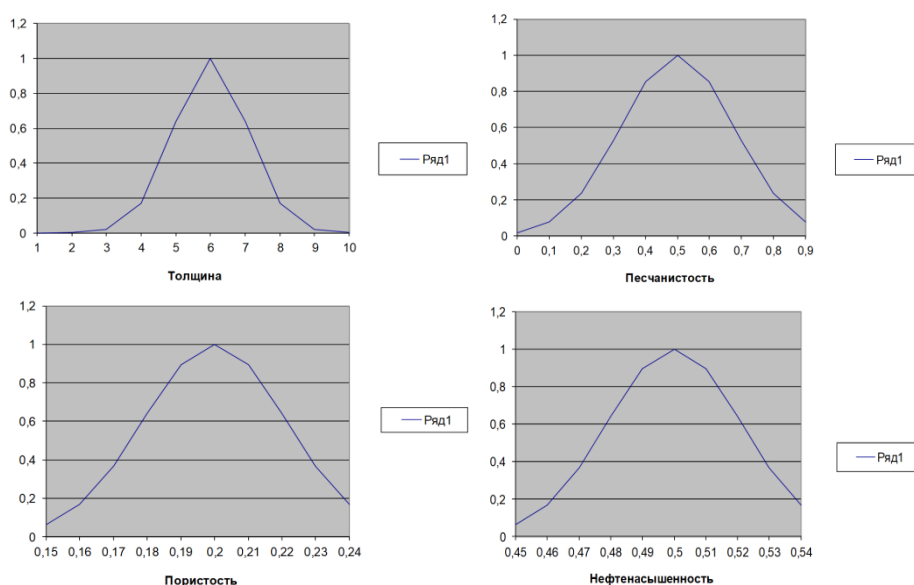


Рис. 8. Функции принадлежности подсчетных параметров

Причем для вычисления $\mu(Q_n)$ могут применяться различные аналитические и численные методы [5], например, с помощью алгебраической операции по дискретным τ -уровням исходных функций (рис. 9).

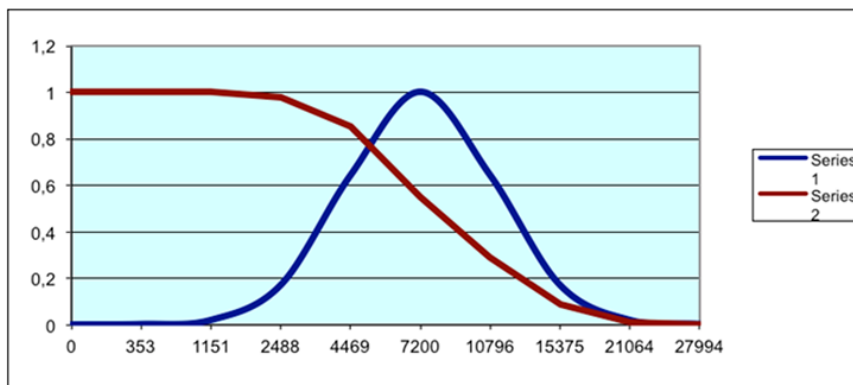


Рис. 9. Пример функции принадлежности для запасов нефти

Применение нечеткого алгоритма дает возможность определить параметры, которые более сильно влияют на неопределенность [4]. Для этого строятся диаграммы чувствительности неопределенности запасов к основным расчетным параметрам (рис. 10).

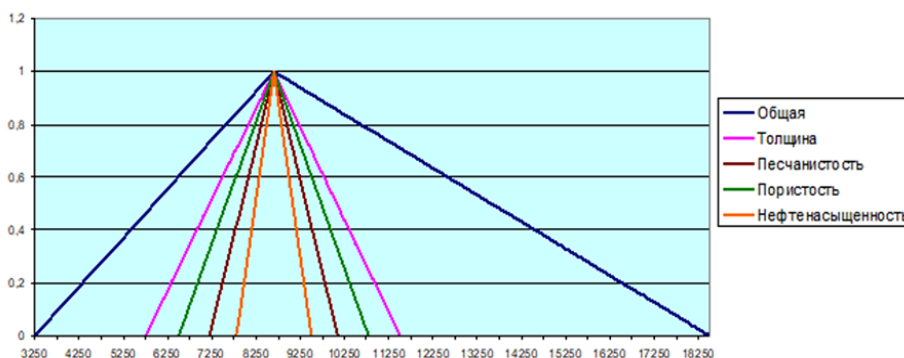


Рис. 10. Чувствительность функции принадлежности для линейного запаса

Для задачи оценки нечетких запасов одной из основных проблем является построение карт рисков и неопределенностей.

Обсуждение

Практически предложенная операция представляет из себя **нечеткую оверлейную операцию** [11] — операцию наложения друг на друга двух или более слоев, результатом которой является графическая композиция

(графический оверлей) используемых слоев либо единственный результирующий слой, несущий в себе набор пространственных объектов исходных слоев, топологию этого набора и атрибуты, которые являются производными от значений атрибутов исходных объектов в пространственном оверлее векторной модели. Операции *оверлея* слоев — базовые операции пространственного анализа данных, изучения взаимосвязей географических объектов, пространственного моделирования в ГИС (Лурье, 2008). Для работы с такими оверлейными структурами могут использоваться как операции с картами, основанными на нечетких множествах, так и современные операции оверлея в ArcGIS [12, 13, 14].

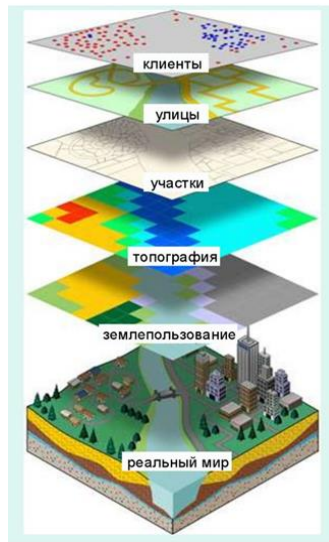


Рис. 11. Операция оверлея слоев модели

ПРИМЕР. Инструменты группы Наложение (Overlay) для растровых данных в ArcGIS

Инструмент	Описание
Нечеткое множество (Fuzzy Membership)	Трансформирует входной растр по шкале от 0 до 1, указывая полноту принадлежности в наборе на основе заданного алгоритма подготовки задачи для решения методами нечеткой логики.
Нечеткое наложение (Fuzzy Overlay)	Комбинирует растровые данные по уровню принадлежности к нечеткому множеству на основе выбранного типа наложения.
Взвешенное наложение (Weighted Overlay)	Накладывает несколько растров с использованием общей шкалы измерений, при этом взвешивая каждый слой в соответствии с его значимостью.
Взвешенная сумма (Weighted Sum)	Наложение нескольких растров с умножением каждого на присвоенный им вес и общим суммированием.

Рис. 12. Примеры операций оверлея слоев модели

Выводы

Проведенный авторами анализ видов неопределенности оценки запасов при планировании геологоразведочных работ позволил сделать вывод о преимуществах использования нечетких множеств для расчета и картопостроения. Интерпретация вероятностных распределений как функций принадлежности наличие обратных операций в матричных расчетах позволяет решать целый ряд обратных задач (настройка на историю, корректировка исходных функций принадлежности для исходных данных — снижение неопределенности). Принципиальный недостаток детерминированных моделей систем заключается в отсутствии эффективных методов сравнения различных возможных моделей по назначению модели, ее погрешности и адекватности допущений, положенных в ее основу. Построение моделей в рамках нечеткого подхода позволяет сравнивать модели, проводить формализацию неточных знаний о предметной области и вносить в модель сведений о неполноте информации. За счет учета условий существования моделей, самих особенностей минимаксных операций Заде с помощью применения аппарата нечетких множеств удается добиться их нечувствительности к малым отклонениям от предположений.

Для построения карт неопределенностей при оценке запасов создан оригинальный нечеткий алгоритм, который по возможностям, точности, времени счета и устойчивости расчетов превосходит стандартно применяемый метод Монте-Карло.

На основании анализа видов неопределенности при подсчете запасов сделан вывод о преимуществах использования нечетких множеств для расчета и картопостроения при создании ГИС.

Список источников

1. Шпильман, А. В. Информационный мониторинг бурения скважин и ГРП / А. В. Шпильман, О. В. Спирина. – Текст : непосредственный // *Neftegaz.RU*. – 2017. – № 6. – С. 44–45.
2. Шпильман, А. В. Вероятностные, нечеткие и гибридные модели оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов с использованием программных комплексов ГЕОТЭП и СМН / А. В. Шпильман, А. Е. Алтунин. – Текст : непосредственный // *Бурение и нефть*. – 2022. – № 9. – С. 14–21.
3. Шпильман, А. В. Система мониторинга недропользования как компонент для создания интеллектуального месторождения / А. В. Шпильман, И. Ю. Погорельцева. – Текст : непосредственный // *Нефть. Газ. Новации*. – 2022. – № 11(264). – С. 42–47.
4. Алтунин, А. Е. Теоретическое и практическое применение методов принятия решений в условиях неопределенности : Т. 2. Геологическое моделирование и подсчет запасов нефтегазовых месторождений в условиях неопределенности на основе теории нечетких множеств / А. Е. Алтунин. – Екатеринбург : Издательские решения, 2019. – 208 с. – Текст : непосредственный.

5. Алтунин, А. Е. Теоретическое и практическое применение методов принятия решений в условиях неопределенности : Том 1. Общие принципы принятия решений в условиях различных видов неопределенности / А. Е. Алтунин. – Екатеринбург : Издательские решения, 2019. – 484 с. – Текст : непосредственный
6. Dolson J. Understanding oil and gas shows and seals in the search for hydrocarbons. – Cham, Switzerland : Springer. – 2016. – 486 p. – Text : direct.
7. Dolson, J. Introducing CCRS Risk Mapping Process to TNK-BP Exploration / J. Dolson. – Text : direct // Innovator, TNK-BP. – 2004. – P. 7–8.
8. Билибин, С. И. Анализ погрешностей при оценке запасов нефти и газа / С. И. Билибин, Б. Е. Лухминский. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2010. – № 3(192). – С. 37–45.
9. Zadeh, L. A. Fuzzy sets as a basis for a theory of possibility / L. A. Zadeh. – Text : direct // Fuzzy Sets and Systems. – 1978. – Vol. 1, Issue 1. – P. 3–28.
10. Zadeh, L. A. Generalized theory of uncertainty (GTU) – principal concepts and ideas / L. A. Zadeh. – Text : direct // Computational Statistics & Data Analysis. – 2006. – Vol. 51, Issue 1. – P. 15–46.
11. Дюбрул, О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных / Оливье Дюбрул; перевод с английского. – [Zeist] : Europ. assoc. of geoscientists a. engineers (EAGE). – 2002. – 296 с. – Текст : непосредственный.
12. Kainz, W. The Mathematics of GIS / W. Kainz. – Text : electronic. – URL : <https://docplayer.net/19499479-The-mathematics-of-gis-wolfgang-kainz.html>
13. Target for ArcGIS Pro enhances integration of mining and exploration data. URL : <https://arcreview.esri-cis.ru/2020/09/29/target-for-arcgis-pro-improves-integration/> – Text : electronic.
14. Target for ArcGIS Pro. Image Analysis for Petroleum. 2023. URL : <https://www.exprodat.com/exprodat-services-support/arcgis-training/arcgis-image-analysis-for-petroleum/> – Text : electronic.

References

1. Shpilman, A. V., & Spirina, O. V. (2017). Information monitoring of well drilling and GRR. Neftgaz.RU, (6), pp. 44-45. (In Russian).
2. Shpilman, A. V., & Altunin, A. E. (2022). Probabilistic, fuzzy and hybrid models for estimating uncertainties and risks in estimating hydrocarbon reserves using the GEOTEP and SMN software packages. Burenie i neft, (9), pp. 14-21. (In Russian).
3. Shpilman, A. V. & Pogoreltseva, I. Yu. (2022). Subsoil Management System - the Essential Component for Digital Field Design. Neft. Gas. Novacii, 11(264), pp. 42-47. (In Russian).
4. Altunin, A. E. (2019). Theoretical and practical application of decision-making methods under conditions of uncertainty: Vol. 2. Geological modeling and calculation of reserves of oil and gas fields under conditions of uncertainty based on the theory of fuzzy sets. Ekaterinburg, Publishing solutions Publ., 208 p. (In Russian).
5. Altunin, A. E. (2019). Theoretical and practical application of decision-making methods under conditions of uncertainty: Vol. 1. General principles of decision-making under conditions of various types of uncertainty. Ekaterinburg, Publishing solutions Publ., 484 p. (In Russian).
6. Dolson, J. (2016). Understanding oil and gas shows and seals in the search for hydrocarbons. Cham, Switzerland: Springer , 486 p. (In English).
7. Dolson, J. (2004). Introducing CCRS Risk Mapping Process to TNK-BP Exploration. Innovator, TNK-BP, p.7-8. (In English).

8. Bilibin, S. I., & Lukhminsky, B. E. (2010). Analysis of errors in oil and gas reserves evaluation. *Karotazhnik*, 3(192), pp. 37-46. (In Russian).
9. Zadeh, L. A. (1978). Fuzzy sets as a basis for a theory of possibility. *Fuzzy Sets and Systems*, 1(1), pp. 3-28. (In English).
10. Zadeh, L. A. (2006). Generalized theory of uncertainty (GTU) - principal concepts and ideas. *Computational Statistics & Data Analysis*, 51(1), pp. 15-46. (In English).
11. Dubrul, O. (2002). Using geostatistics to include seismic data in a geological model. *Zeist : Europ. assoc. of geoscientists a. engineers (EAGE)*, 296 p. (In English).
12. Kainz, W. *The Mathematics of GIS*. (In English). Available at: <https://docplayer.net/19499479-The-mathematics-of-gis-wolfgang-kainz.html>
13. Target for ArcGIS Pro enhances integration of mining and exploration data. (In English). Available at: <https://arcreview.esri-cis.ru/2020/09/29/target-for-arcgis-pro-improves-integration/>
14. Target for ArcGIS Pro. Image Analysis for Petroleum. 2023. (In English). Available at: <https://www.exprodat.com/exprodat-services-support/arcgis-training/arcgis-image-analysis-for-petroleum/>

Сведения об авторах / Information about the authors

<p>Шпильман Андрей Владимирович, генеральный директор ООО «Сиб-ГеоПроект», г. Тюмень, shpilman@sibgeoproject.ru</p>	<p>Andrei V. Shpilman, General Director, LLC Sibgeoproject, Tyumen, shpilman@sibgeoproject.ru</p>
---	---

<p>Алтунин Александр Евгеньевич, кандидат технических наук, эксперт, ООО «СибГеоПроект», г. Тюмень</p>	<p>Alexander E. Altunin, Candidate of Engineering, Expert, LLC Sibgeoproject, Tyumen</p>
---	---

Статья поступила в редакцию 10.02.2025; одобрена после рецензирования 18.02.2025; принята к публикации 21.02.2025.

The article was submitted 10.02.2025; approved after reviewing 18.02.2025; accepted for publication 21.02.2025.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-85-97

EDN: JFSDZU

**Локализация и довыработка остаточных извлекаемых запасов нефти
в низкопроницаемых песчаных коллекторах с хаотичным
типом кривой слоистости на месторождениях поздней стадии
разработки на примере ачимовской толщи**

Т. К. Апасов, А. Г. Кудияров

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
apasovtk@tyuiu.ru*

Аннотация. Ачимовская толща характеризуется высокой неоднородностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Разработка ачимовских отложений осуществляется при помощи горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. Даже с учетом новых технологий коэффициент извлечения нефти по отложениям ачимовской толщи варьируется в диапазоне от 5 до 14 %. В рамках статьи изучен процесс локализации остаточных извлекаемых запасов нефти в низкопроницаемых, макронеоднородных песчаниках с хаотичным типом кривой слоистости на месторождении поздней стадии разработки. В результате исследования принадлежности песчаников к фильтрационно-емкостной матрице коллектора, текущего состояния разработки месторождения, а также анализа эксплуатации добывающих скважин выявлены зоны невыработанных запасов для уплотняющего бурения новых скважин и боковых стволов. Совокупность этих факторов была учтена при адаптации гидродинамической модели высоконеоднородного коллектора, использованной в ходе нашей работы для выбора оптимальной по технико-экономическим показателям системы разработки.

Ключевые слова: фация, неоднородность, слоистость, текстура, низкопроницаемый коллектор, разработка коллекторов

Для цитирования: Апасов, Т. К. Локализация и довыработка остаточных извлекаемых запасов нефти в низкопроницаемых песчаных коллекторах с хаотичным типом кривой слоистости на месторождениях поздней стадии разработки на примере ачимовской толщи / Т. К. Апасов, А. Г. Кудияров. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-85-97 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 85–97. EDN: JFSDZU

**Localization and further extraction of residual recoverable oil reserves
in low-permeability sandstone reservoirs with chaotic oblique layering
in a late-stage field: a case study of the Achimov sequence**

Timergaley K. Apasov, Aleksandr G. Kudiiarov

Abstract. Achimov sequence is characterized by high heterogeneity and low reservoir properties. Development of Achimov sequence occurs using horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. Despite the adoption of advanced technologies, the oil recovery factor in these deposits ranges from 5% to 14%. As part of the article, we studied the localization's process of residual recoverable oil reserves in low-permeability, macro-heterogeneous sandstones with chaotic layered structures in a late-stage field. We studied belonging of sandstones to the filtration-capacitance matrix of the reservoir and the current state of field development. In addition, we analyzed production well operation. As a result, we found areas with undeveloped reserves for infill drilling on the base of depositional environments and facies. We considered all these factors to adapt a hydrodynamic simulation model of a highly heterogeneous reservoir. We utilized this model to select the design system that is optimal in terms of technical and economic indicators.

Keywords: facies, reservoir heterogeneity, lamination, texture, low-permeability reservoir, reservoir engineering

For citation: Apasov, T. K., & Kudiiarov, A. G. (2025). The influence of chaotic lamination's heterogeneity on oilfield development of low permeable clastic reservoir on mature field on the example of achimov sequence. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 85-97. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-85-97

Введение

На процесс нефтеизвлечения на поздней стадии освоения нефтяных месторождений влияет высокая макро- и микронеоднородность пластовых систем. Объекты эксплуатации имеют сложную структуру порового пространства и пониженные значения фильтрационно-емкостных свойств. Для повышения эффективности выработки запасов нефти необходимо разработать модель, соответствующую реальным геолого-физическим условиям залегания залежи, а на основании экспериментальных и аналитических исследований создать наиболее приемлемую концепцию извлечения остаточных запасов нефти. На сегодняшний день в проектных документах используют средние значения коэффициента продуктивности и коэффициента неоднородности, вычисленные для залежи в целом. При значительном различии геолого-физических параметров отдельных участков их выделяют в виде геометрических правильных зон. Несомненно, что это не соответствует фактическому строению залежи нефти, так как процесс аккумуляции флюидов на разных участках определялся границей действия различных совокупностей факторов [1]. Более того, одной из отраслевых проблем разработки низкопродуктивных коллекторов является низкий коэффициент извлечения нефти, который редко достигает и 10 %. Это связано со сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и высоким коэффициентом водонасыщенности.

Цель работы — исследование песчаников пласта X-17 одного из крупных месторождений Западной Сибири, находящегося на IV стадии разработки, с позиции фильтрационно-емкостной неоднородности, анализ текущего состояния разработки и анализ процесса эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин для адаптация гидродинамической модели низко-

проницаемого коллектора с хаотичной слоистой текстурой и локализации зон невыработанных запасов нефти для уплотняющего бурения.

Объект и методы исследования

Объект исследования — остаточные извлекаемые невыработанные запасы нефти в низкопродуктивном песчаном пласте Х-17 с хаотичным типом косой слоистости. Исследования проведены с применением комплексного геолого-промыслового и инженерного подхода к исследованию низкопроницаемых макронеоднородных коллекторов, фактических результатов эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, адаптации гидродинамических моделей, вычислительной математики и технико-экономических расчетов.

Характеристика объекта

Отложения пласта Х-17 ачимовской толщи относятся к дистальной части крупного конуса выноса, сформировавшегося на начальной стадии неокомского этапа геологического развития рассматриваемой территории. Отложения накапливались после волжской трансгрессии, при относительно высоком уровне моря. Палеогеографические реконструкции показали, что формирование пласта происходило в глубоководных условиях. Коллектор пласта сформирован передовой частью дельты, которая интенсивно продвигалась вглубь шельфа [2]. В этих условиях происходили процессы, приведшие к образованию конуса выноса, в дистальной части которого формировались отложения пласта Х-17, такие как турбидиты, дебриты, оползни, глинистые отложения продельты [3].

Такой генетический тип отложений изначально предопределяет для большинства из них низкие коллекторские свойства. Средние значения проницаемости в пропластках-коллекторах изменяются от 0,01 до 1,5 мД и составляют в среднем 0,3 мД. Средние значения пористости изменяются от 6,3 до 17,9 %, в среднем 14,6 %. Коэффициент извлечения нефти составляет 0,019 д. ед. при утвержденном 0,201 д. ед.¹ На сегодняшний день система размещения скважин пласта Х-17 — однорядная с горизонтальными скважинами длиной 1 000 м и 8 стадиями ГРП с массой проппанта от 90 до 130 т на стадию. Расстояние между скважинами составляет 400–500 м. Фонд объекта состоит из 145 добывающих (11 действующих, 9 в бездействии, 25 специальных) и 9 нагнетательных (7 действующих, 2 специальных) скважин. При анализе разработки пласта на режиме истощения наблюдается резкое снижение темпов добычи нефти уже спустя год (рис. 1).

Учитывая низкие фильтрационно-емкостные свойства, данное снижение связано с малым радиусом дренирования, а также с падением пластового давления в области дренирования пласта. Пластовое давление составляет 211 атм. При первоначальном — 293 атм. Эту проблему пытались решить путем создания системы поддержания пластового давления (ППД) при помощи нагнетания воды, но положительной динамики на добываю-

¹ Технологический проект разработки Вынгайхинского газонефтяного месторождения ЯНАО. ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, 2018.

ших скважинах зарегистрировать не удалось. Скважина № 647_1 была переведена под нагнетание воды в ноябре 2019 года, однако изменения по дебиту жидкости и забойному давлению по добывающим скважинам №№ 334 и 1936 не зафиксировано (рис. 2). Негативный опыт формирования системы ППД путем нагнетания воды имеется и в зарубежной практике на месторождениях-аналогах в Северной Америке [4].

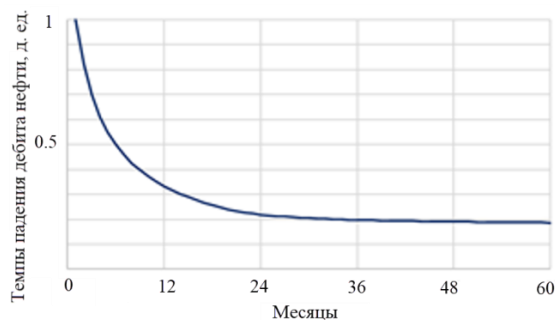


Рис. 1. Темпы падения дебита нефти пласта X-17

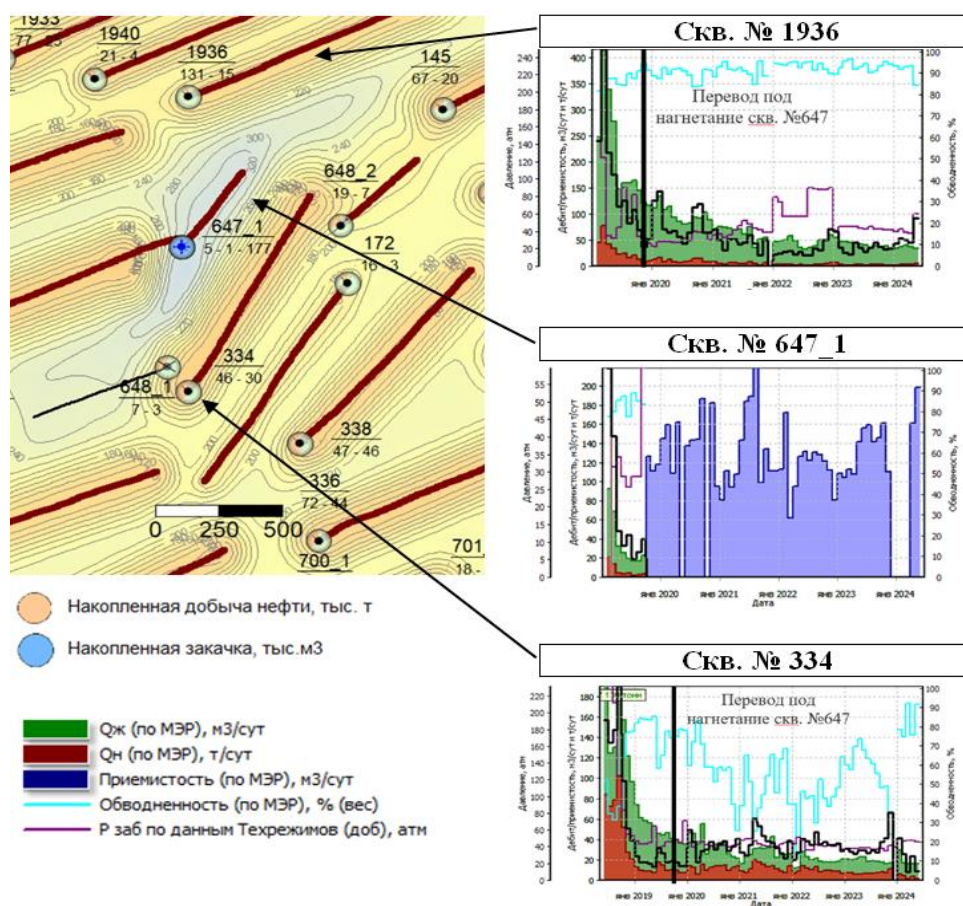


Рис. 2. Анализ системы поддержания пластового давления пласта X-17

Фильтрационно-емкостная неоднородность песчаников пласта X-17, анализ текущего состояния разработки и адаптация модели

Фациальная принадлежность терригенного коллектора предопределяет его слоистую неоднородность [5]. Учитывая типы косослоистых текстур и особенности их пространственного развития в различных обстановках осадконакопления, все множество фаций по морфологии слоистой неоднородности песчаников можно разделить на две больших группы — фации с упорядоченной и хаотичной слоистостью (рис. 3). Первой группе, к которой отнесена слоистость волновой ряби и ряби течений, свойственна хорошая выдержанность прослоев в одном направлении и частое их чередование в перпендикулярном. Для хаотично-слоистых коллекторов, для которых характерна ромбоидальная, волнистая, восходящая и лингоидная рябь, выдержанность прослоев в каком-либо направлении отсутствует [6–8].

Рассматриваемые отложения пласта X-17 принадлежат к дистальным фациям турбидитов (лопасти). Для дистальных лопастей нижнего конуса выноса диагностическими признаками являются: резкая подошва, массивная текстура, восходящая рябь течения [7, 9, 10, 11], они относятся к *хаотичному типу слоистой фильтрационно-емкостной неоднородности пласта* (рис. 4 а). Данный тип слоистости связан с текстурными особенностями породы и отражает характер изменения слоистости в объеме коллектора. Слоистая неоднородность предопределяет пространственную анизотропию фильтрации терригенного резервуара и контролирует охват залежи нефти по площади при ее разработке [5, 6]. В коллекторах с хаотичным типом косой слоистости отсутствует выдержанность прослоев в каком-либо одном из направлений, а работает лишь призабойная зона пласта, и продвижение фронта закачки воды к добывающим скважинам затруднено (рис. 2). Гидроразрывы пласта, проведенные в песчаниках с хаотичной слоистостью, значительно улучшают их эксплуатационные возможности, формируя линейные зоны повышенной проницаемости и подключая к разработке новые, еще неотработанные участки хаотично слоистого коллектора [5].

Для дальнейшего анализа причин низкой эффективности разработки пласта X-17 была адаптирована гидродинамическая модель пласта на текущее состояние разработки. По результатам адаптации можно сделать следующее наблюдение: нефтенасыщенность в кровельной части пласта сильно изменилась с момента начала его разработки, чего нельзя сказать о нефтенасыщенности в его подошвенной части (рис. 5). Несмотря на тот факт, что горизонтальные скважины бурятся под кровлю пласта (рис. 6, 7), на них проводится многотоннажный многостадийный гидроразрыв с целью приобщения всей его мощности. Однако, согласно авторской адаптированной гидродинамической модели, дренирование запасов в основном происходит в околотрещинном пространстве в кровельной части пласта, что свидетельствует о том, что подошвенная часть пласта крайне слабо задействована в разработке в виду быстрой деформации трещины ГРП.

На основании результатов анализа причин низкой выработки запасов была сформирована система разработки низкопродуктивного коллектора

при помощи трехмерной сетки скважин для вовлечения запасов как в кровельной, так и в подошвенной частях пласта.

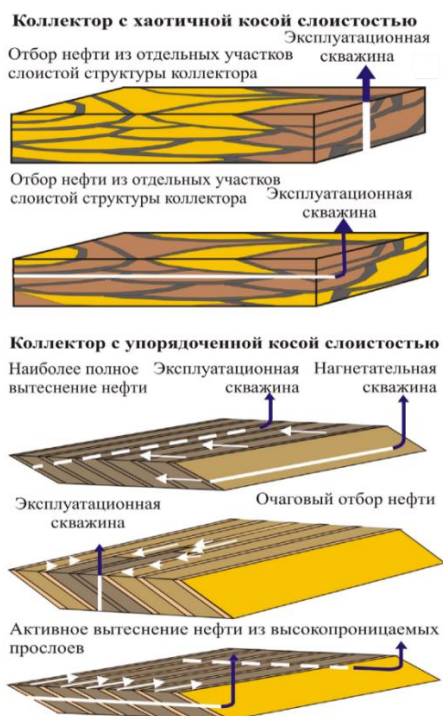


Рис. 3. Особенности вытеснения нефти из песчаников с хаотично-слоистой и упорядочно-слоистой структурой резервуара

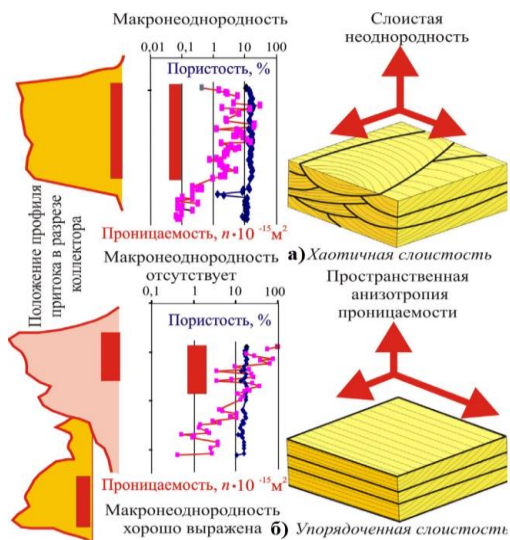


Рис. 4. Характеристика макроеднородности и слоистой неоднородности: а — хаотичный тип; б — упорядоченный тип

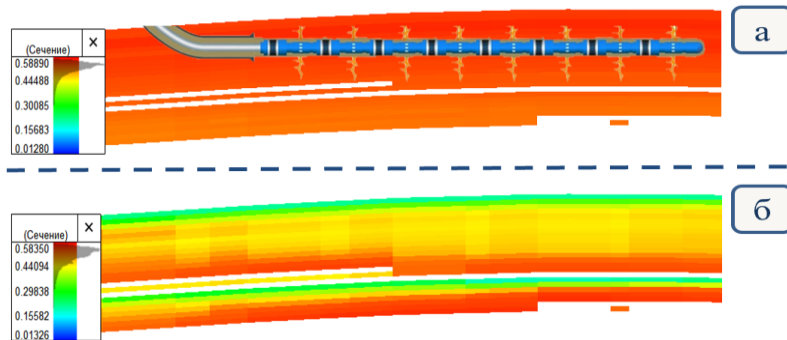


Рис. 7. Разрез модели в районе бурения: а) 2013 год; б) 2021 год

Для выбора оптимальной конструкции горизонтальных скважин варьировались такие параметры как длина горизонтального участка, количество стадий ГРП и масса закачиваемого проппанта на стадию (рис. 8).

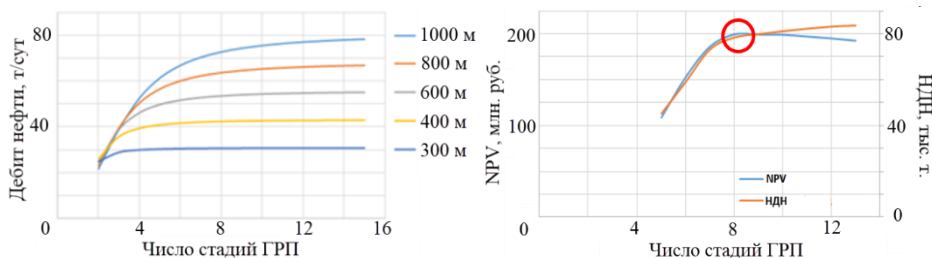


Рис. 8. Результаты расчетов оптимальной конструкции скважин

Согласно проведенным расчетам, оптимально наибольшего стартового дебита удалось достичь при длине скважине в 1 000 метров и 9 стадиях ГРП.

В ходе анализа песчаников пласта X-17 авторами установлено, что в коллекторах с хаотичной слоистостью область дренирования скважин ограничена околотрещинным пространством, с чем связан резкий темп падения и низкая выработка запасов. При расчетах в гидродинамической модели (рис. 9) было установлено, что формирование трехмерной сетки скважин (бурение скважин как по кровле, так и по подошве пласта) по сравнению с двухмерной сеткой (бурение скважин только по кровле) позволяет достичь больших значений КИН, а также существенно увеличить экономические показатели разработки (табл.).

Сравнение систем разработки

Система разработки	Расстояние между скважинами, м	КИН, %	НДН, тыс. т	PI, д. ед
Двухмерная	550	4,1	197	1,54
Трехмерная	300	6,6	325	1,81

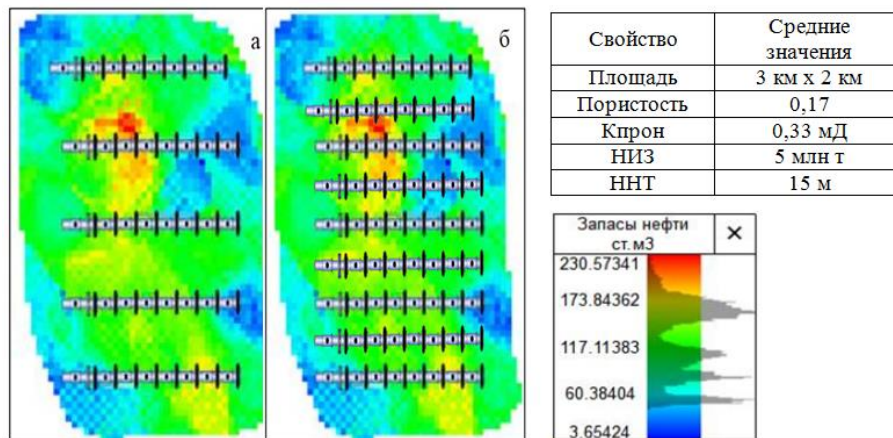


Рис. 9. Данные секторного гидродинамического моделирования:
 а) двумерная система разработки; б) трехмерная система разработки

Результаты

Для оценки результатов адаптации гидродинамической модели в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) был пробурен со скважины № 2325 боковой горизонтальный ствол с многостадийным гидроразрывом пласта в подошвенную часть пласта (рис. 10).

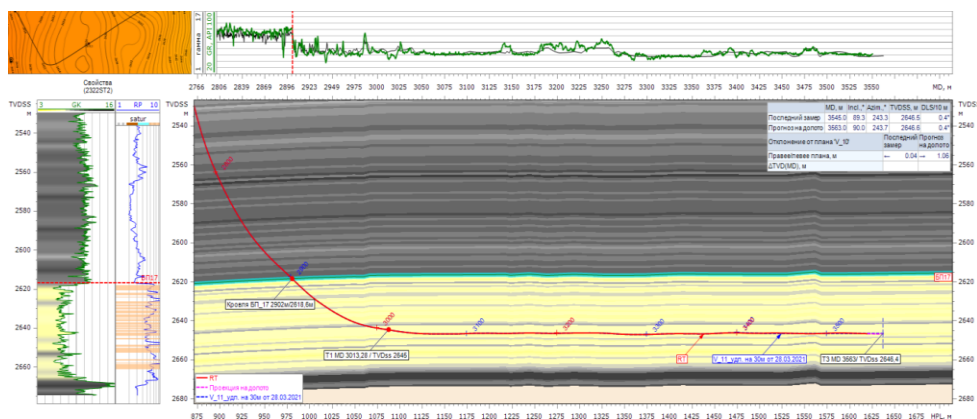


Рис. 10. Проводка скважины № 2325 в подошвенную часть пласта

Боле того, при бурении скважины № 2325 с целью минимизации рисков по поглощению была снижена плотность бурового раствора и при вскрытии пласта были проявления, впоследствии ликвидированные путем утяжеления плотности бурового раствора до значения, эквивалентного начальному пластовому давлению, что доказывает: данный участок не был задействован в разработке соседних скважин. Кроме того, в скважинах, проведенных по подошвенной части пласта, было получено значение об-

водненности в 2 раза меньше, чем в скважинах, пробуренных в прикровельную часть пласта (рис. 11). Следовательно, идея разработки ачимовских отложений, подтвержденная расчетами на гидродинамической модели и доказанная в рамках ОПР, открыла новый подход к разработке ачимовских отложений и послужила обоснованием для увеличения объемов бурения новых скважин на существующих кустовых площадках, а также позволила изменить сетку скважин на планируемых кустах бурения.

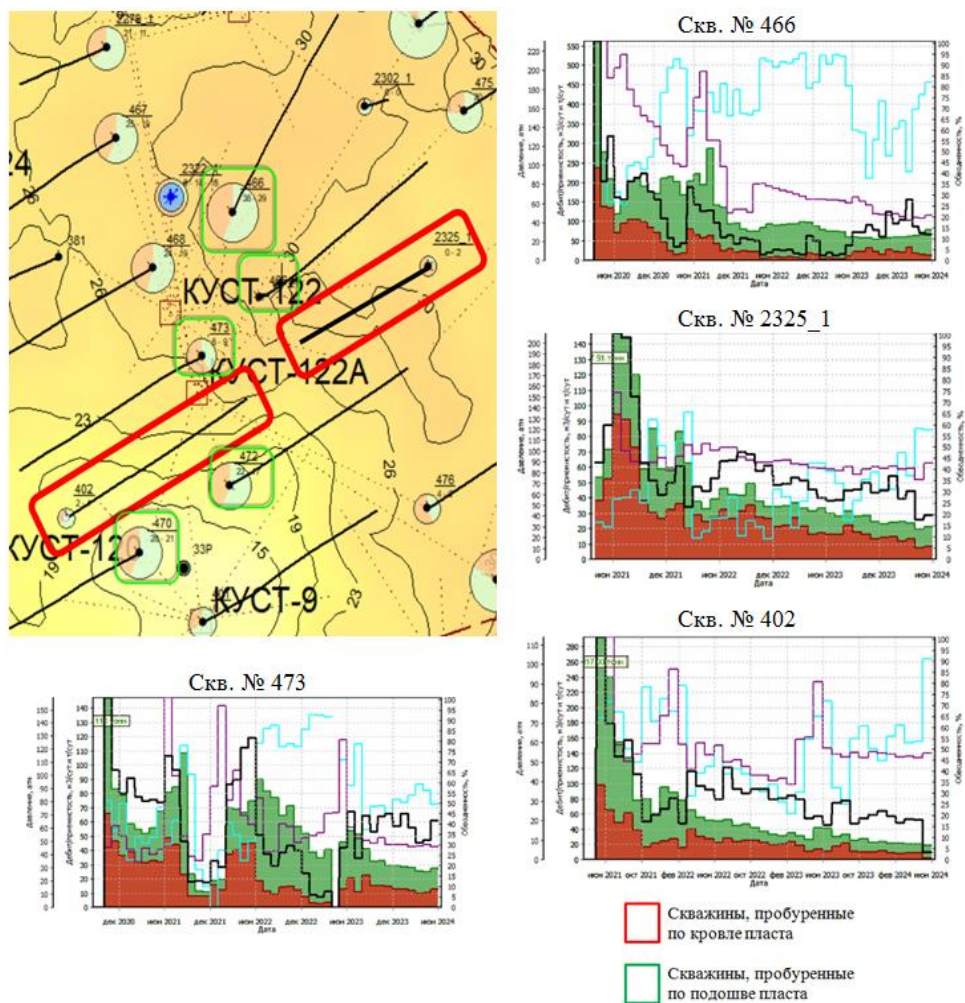


Рис. 11. Анализ работы добывающих скважин, пробуренных по кровельной части пласта, и результаты бурения скважин, пробуренных в подошвенную часть пласта

Выводы

1. Таким образом, предлагаемые элементы комплексного анализа к исследованию низкопроницаемых коллекторов с хаотичной слоистой

текстурой позволят выявлять зоны остаточных извлекаемых запасов в подошвенной части пласта X-17.

2. В результате адаптации гидродинамической модели пласта и полученных результатов опытно-промышленных работ, авторами установлено, что применение трехмерной системы разработки на пласт X-17 позволяет значительно повысить инвестиционную эффективность и КИН до 6,6 %.

3. Адаптация гидродинамической модели с учетом фильтрационно-емкостной неоднородности коллектора в пластах с хаотичным типом слоистости способствует формированию нестандартных схем разработки залежей нефти, повышающих эффективность их эксплуатации.

Список источников

1. Грачев, С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами : монография / С. И. Грачев, А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – 204 с. – Текст : непосредственный.

2. Хасанова, К. А. Строение и условия формирования пласта БП17 Вынгайхинского месторождения / К. А. Хасанова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. Геология, геофизика, бурение. – 2014. – Т. 12, № 2. – С. 34–40.

3. Модель формирования и текстурные особенности пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири : учебное пособие / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. В. Мельников, А. В. Храмцова. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет. – 2011. – 84 с. – Текст : непосредственный.

4. Цикунов, О. И. Анализ эффективности технологии водного Huff and Puff на основе мирового опыта и применения и лабораторных исследований / О. И. Цикунов, И. С. Каешков. – DOI 10.18799/24131830/2023/4/3933. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 4. – С. 22–33.

5. Белозёров, В. Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов / В. Б. Белозёров. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319, № 1. – С. 123–130.

6. Белозёров, В. Б. Использование косой слоистости терригенных резервуаров в процессах разработки залежей нефти и газа / В. Б. Белозёров. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305, вып. 8. – С. 16–22.

7. Рейнек, Г. Э. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) / Г. Э. Рейнек, И. Б. Сингх; пер. с англ. / А. О. Смилкстын и др.; Под ред. А. В. Коченова. – 2-е изд., испр. – Москва : Недра, 1981. – 438 с. Перевод изд.: *Depositional Sedimentary Environments* / Н. Е. Reineck, I. B. Singh (Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 1973). – Текст : непосредственный.

8. Кудияров, А. Г. Влияние фильтрационно-емкостной неоднородности низкопроницаемых коллекторов на локализацию запасов нефти на поздней стадии разработки / Т. К. Апасов, С. И. Грачев, А. Г. Кудияров. – Текст : электронный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – Вып. 4(39). – С. 103–116. – URL: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8>
9. Мизенс, Г. Отложения глубоководных бассейнов геологического прошлого : учебно-методическое пособие / Г. Мизенс. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2005. – 85 с. – Текст : непосредственный.
10. Методика создания фациально-ориентированной концептуальной модели ачимовских отложений Салымской группы месторождений / М. С. Алехина, Е. О. Черкас, Е. А. Жуковская [и др.]. – Текст : непосредственный // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге : труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10–12 апреля 2017 г., г. Томск. – Томск : ЦППС НД, 2017. – С. 215–222.
11. Океанографическая энциклопедия; перевод с английского Т. А. Алимова [и др.]; редакторы З. И. Мироненко [и др.]. – Ленинград : Гидрометеоздат. – 1974. – 630 с. – Пер. изд. : Encyclopedia of Oceanography. – New York, 1966.

References

1. Grachev, S. I. (2016). Povyshenie effektivnosti razrabotki neftyanyh mestorozhdenij gorizontaln'nyimi skvazhinami. Tyumen, TIU Publ., 204 p. (In Russian).
2. Khasanova, K. A. (2014). Conditions of formation of bed BP17 Vyngayakhinskoye oil field (Western Siberia). Petroleum engineering. Geology, Geophysics, Drilling, 12(2), pp. 34-40. (In Russian).
3. Borodkin, V. N., Kurchikov, A. R., Mel'nikov, A. V., & Hramcova, A. V. (2011). Model' formirovaniya i teksturnye osobennosti porod achimovskogo kompleksa severa Zapadnoj Sibiri. Tyumen, TyumGNGU Publ., 84 p. (In Russian).
4. Tsykunov, O. I., & Kaeshkov, I. S. (2023). Analysis of the effectiveness of water Huff and Puff technology based on global application experience and laboratory researches. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering, 334(4), pp. 22-33. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2023/4/3933
5. Belozyorov, V. B. (2011). Vliyanie facial'noj neodnorodnosti terrigen-nyh kollektorov na razrabotku zalezhej uglevodorodov. Bulletin of the Tomsk polytechnic university, 319(1), pp. 123-130. (In Russian).
6. Belozyorov, V. B. (2002). Ispol'zovanie kosoj sloistosti terrigennyh rezervuarov v processah razrabotki zalezhej nefiti i gaza. Bulletin of the Tomsk polytechnic university, 305(8), pp. 16-22. (In Russian).
7. Reineck, H. E. & Singh, I. B. (1973). Depositional Sedimentary Environments. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 439 p. (In English).
8. Apasov, T. K., Grachev, S. I., & Kudiiarov, A. G. (2022). The influence of porosity and permeability heterogeneity of low permeable reservoirs on the localization of oil reserves in the late stage of development. Actual Problems of Oil and Gas, 4(39), pp. 103-116. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8>
9. Mizens, G. (2005). Otlozheniya glubokovdnyh bassejnov geologicheskogo proshlogo. Ekaterinburg, Izd-vo UGGU Publ., 85 p. (In Russian).

10. Alekhina, M. S., Cherkas, E. O., Zhukovskaya, E. A., Butorina, M. A., Lyutkov, A. V., & Sednev, A. A. (2017). Metodika sozdaniya fatsial'no-orientirovannoy kontseptu-al'noy modeli achimovskikh otlozheniy Salymnskoy gruppy mestorozhdeniy. *Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhi-niringe: trudy III Vse-rossiyskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya*. Tomsk, TSPPS ND Publ., pp. 215-222. (In Russian).

11. Rhodes W. Fairbridge, (1966). *The Encyclopedia of Oceanography*. New York, 1021 p. (In English).

Сведения об авторах / Information about the authors

Апасов Тимергалей Кабирович, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, apasovtk@tyuiu.ru

Кудияров Александр Георгиевич, руководитель проекта по формированию бизнес-кейсов, АО ГАЗПРОМ НЕФТЬ-ННГ, г. Пермь

Timergaley K. Apasov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, apasovtk@tyuiu.ru

Aleksandr G. Kudiiarov, Project Manager for The Formation of Business Cases, Gazpromneft-Noyabrskneftegaz LLC, Perm

Статья поступила в редакцию 03.07.2024; одобрена после рецензирования 08.08.2024; принята к публикации 19.08.2024.

The article was submitted 03.07.2024; approved after reviewing 08.08.2024; accepted for publication 19.08.2024.

УДК 622.276
DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-98-108
EDN: JMGPJT

Оптимизация параметров системы разработки на основе многовариантных гидродинамических расчетов и нейронной прокси-модели

Д. В. Балин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
danilbalin@bk.ru

Аннотация. Рассмотрен подход к определению оптимальных параметров системы разработки пласта, базирующийся на серии многовариантных гидродинамических расчетов, направленных на адаптацию модели и последующий прогноз технологических показателей, а также на привлечение нейросетевого анализа. Целесообразность такого алгоритма обуславливается необходимостью повышения точности и надежности получаемых результатов уже на раннем этапе проектирования разработки за счет одновременного учета геологических и гидродинамических неопределенностей. Программное обеспечение «Навигатор» было выбрано в качестве основного инструмента, поскольку обладает большим набором соответствующих задаче опций. С помощью алгоритма латинского гиперкуба выполнена многовариантная адаптация исходного варианта гидродинамической модели, за счет анализа получаемого качества настройки выбраны представительные реализации для запуска базового прогноза. По итогам базового прогноза с привлечением накопленной функции распределения определены пессимистичный / базовый / оптимистичный сценарии для перехода к оптимизационным расчетам по поиску наилучшей системы разработки с помощью алгоритма дифференциальной эволюции. Контроль качества и уточнение полученных параметров оптимума реализован за счет построения нейронной прокси-модели. По итогам работы сформирован порядок действий по получению искомым оценок, сочетающий в себе достаточно широкий диапазон неопределенности, определяющий многообразие получаемых решений и сокращающий машинное время, затрачиваемое на расчеты.

Ключевые слова: латинский гиперкуб, дифференциальная эволюция, нейронная прокси-модель, адаптация

Для цитирования: Балин, Д. В. Оптимизация параметров системы разработки на основе многовариантных гидродинамических расчетов и нейронной прокси-модели / Д. В. Балин. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-98-108 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 98–108. EDN: JMGPJT

Optimization of field development scheme parameters using multivariant simulation and neural proxy-model

Daniil V. Balin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
danilbalin@bk.ru

Abstract. This article presents an approach for determining the optimal parameters of a reservoir development system, based on a series of multivariate hydrodynamic simulations aimed at model adaptation and forecasting of technological indicators, incorporating neural network analysis.

The rationale behind this algorithm is to enhance the accuracy and reliability of results during the early stages of design by simultaneously accounting for geological and hydrodynamic uncertainties. The software "tNavigator" was selected as the primary tool due to its extensive feature set tailored for this task. Using the Latin Hypercube algorithm, we conducted a multivariate adaptation of the initial hydrodynamic model. By analyzing the quality of the resulting model, we selected representative implementations for the baseline forecast. Based on the outcomes of baseline forecast and using the accumulated distribution function, we identified pessimistic, baseline, and optimistic scenarios for optimization calculations. These calculations were aimed at finding the most effective development system using the differential evolution algorithm.

To ensure quality control and refine the optimal parameters obtained, we constructed a neural proxy model. According to the results of the study, we developed a procedure for obtaining desired estimates, which combines a wide range of uncertainties that define the variety of obtained solutions while also reducing the computational time required for simulations.

Keyword: Latin Hypercube, differential evolution, neural proxy model, adaptation

For citation: Balin, D. V. (2025). Optimization of field development scheme parameters using multivariant simulation and neural proxy-model. Oil and Gas Studies, (2), pp. 98-108. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-98-108

Введение

Постоянное развитие нефтегазовой отрасли обуславливает потребность в увеличении эффективности процессов добычи углеводородного сырья, в том числе на ранних этапах проектирования разработки [1]. Одним из методов работы с широким спектром неопределенностей, с которыми приходится сталкиваться в процессе создания и последующего применения моделей месторождений нефти и газа в этот период, служит использование многовариантных расчетов, с помощью которых изучаются различные сценарии адаптации и прогноза технологических показателей [2, 3]. Для улучшения точности, надежности и достоверности результатов в таком случае может применяться интегрированный подход к адаптации геолого-гидродинамических моделей, позволяющий объединить в себе статические и динамические параметры [4]. Однако, необходимо принимать во внимание тот факт, что итоговое высокое качество полученных таким образом результатов может сопровождаться выполнением значительного количества модельных реализаций, что увеличивает машинное время и сдвигает сроки принятия решений. В частности, по этой причине в нефтегазовой индустрии наблюдается тенденция к использованию комбинированных подходов, предполагающих применение нейросетевого анализа с определенного момента работы с цифровыми моделями [5]. Так, в рамках работы предлагается подход, направленный на получение оптимальных параметров разработки пласта.

Он предполагает:

1) выполнение многовариантной адаптации гидродинамической модели с учетом геологических неопределенностей;

- 2) выделение представительных реализаций с последующей оценкой прогнозных показателей для сокращения числа итоговых вариантов с сохранением возможного диапазона неопределенности;
- 3) привлечение нейросетевого анализа для уточнения и проверки полученных величин.

Объект и методы исследований

Исходная реализация рассматриваемой в рамках данной работы гидродинамической модели нефтяного пласта формата Black Oil содержит 23 скважины, разработка ведется в режиме поддержания пластового давления (ППД). Ключевая проблема настройки заключается в некорректном воспроизведении динамики отборов воды при выполняющемся контроле по добыче жидкости (рис. 1).

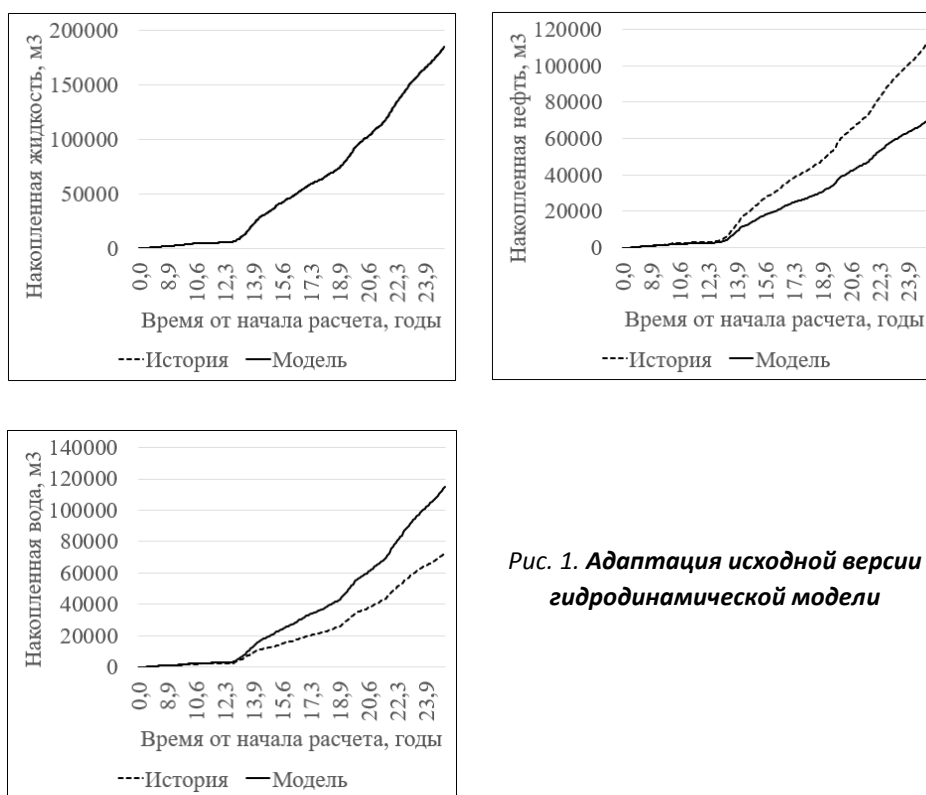


Рис. 1. Адаптация исходной версии гидродинамической модели

Для выполнения многовариантных гидродинамических расчетов в указанных целях использовалось программное обеспечение (ПО) «тНавигатор».

Этот подход подразумевает введение в рассмотрение необходимого набора параметров моделирования в качестве переменных. Для этого было принято решение задействовать Workflow — инструмент для последовательной реализации входящих в него задач и изменения соответствующих значений переменных.

В качестве алгоритма, который будет осуществлять генерацию многовариантных гидродинамических расчетов на этапе адаптации модели, был выбран метод латинского гиперкуба, относящийся к категории методов планирования экспериментов. Его суть в том, чтобы для рассматриваемого количества вариантов модели и переменных разделить пространство поиска на гиперплоскости для каждой переменной, где расчетные точки выбираются таким образом, чтобы каждая гиперплоскость содержала ровно одну точку. Одним из наиболее значимых преимуществ этого алгоритма считается то, что даже при небольшом количестве вариантов за счет описанного выше выбора точек пространство поиска достаточно хорошо покрывается [6]. Была выполнена 1 000 запусков модели.

С учетом описанной выше концепции интегрированного подхода к адаптации, учитывающего как геологические, так и гидродинамические неопределенности, для настройки модели были выбраны следующие параметры: сдвигка исходного положения горизонта кровли пласта, ранги вариограммы, отвечающей за распределение пористости в межскважинном пространстве, множитель из формулы петрофизической зависимости между проницаемостью и пористостью, вертикальная анизотропия проницаемости, критическая водонасыщенность и показатели степени Кори для кривой относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти.

Для автоматизации создания производимых в рамках алгоритма латинского гиперкуба гидродинамических расчетов был сделан соответствующий Workflow, включающий в себя представленные выше переменные и концептуально отраженный в виде блок-схемы на рисунке 2.



Рис. 2. Концептуальная блок-схема Workflow

Контроль качества адаптации модели осуществлялся по соответствующему значению целевой функции, отражающей степень настройки обводненности по каждой скважине на каждый временной шаг.

Далее на основе 1 000 рассчитанных вариантов модели был сформирован набор наилучших реализаций, характеризующихся как низким значением целевой функции, так и максимальной степенью близости интегральных отборов на последнюю дату адаптации к их фактическим величинам.

На основе набора модельных реализацией был посчитан базовый прогноз технологических показателей разработки. Основной целью анализа полученных на этом шаге значений было выявление тех сценариев (пессимистичного, базового и оптимистичного), которые позволят в дальнейшем при относительно небольшом количестве модельных запусков получить достаточно широкий диапазон по остаточным извлекаемым запасам, что необходимо для большей репрезентативности последующих оптимизационных расчетов.

Оптимизационные расчеты предполагали поиск наилучших параметров размещения площадной пятиточечной системы разработки: геометрической конфигурации представительного элемента разработки и интервалов вертикального охвата добывающими и нагнетательными скважинами, за счет которых будет достигнута максимальная нефтеотдача. Для генерации соответствующих модельных вариантов был использован алгоритм дифференциальной эволюции, относящийся к категории оптимизационных алгоритмов [7]. На основе каждого исходного варианта (пессимистичного, базового и оптимистичного) было выполнено 200 гидродинамических расчетов.

На финальном этапе была произведена проверка оптимальности полученных конфигураций площадной системы разработки посредством привлечения инструментов нейросетевого анализа [5]. В качестве обучающей выборки использовались сгенерированные алгоритмом дифференциальной эволюции значения переменных и соответствующих им результирующие величины накопленной добычи нефти. Нейронная прокси-модель обучалась с помощью метода упругого распространения (RProp), который регулирует шаги обучения, опираясь на знак градиента, что приводит к повышению скорости сходимости [8, 9]. Контроль качества обучения осуществлялся с помощью кросс-плотов сравнения модельных значений и величин, сгенерированных нейронной прокси-моделью. Проверка оптимальности полученной конфигурации площадной системы разработки по итогам гидродинамических расчетов выполнялась с помощью запуска алгоритма дифференциальной эволюции для нейронной прокси-модели (200 итераций) и сопоставления с имеющимися результатами.

Результаты исследований и их обсуждение

По итогам первого этапа (расчет эксперимента латинского гиперкуба на 1 000 вариантов) был проанализирован полученный набор реализаций модели. Широкий охват рассмотренного диапазона переменных в процессе расчетов подтверждается значительным разбросом величины целевой функции, отражающей качество поскважинной адаптации на динамику обводненности. С целью сокращения числа последующих расчетов с одно-

временным сохранением достаточного диапазона неопределенности был сформирован перечень вариантов модели для дальнейшей работы — он характеризуется минимальными значениями целевой функции, а также непревышением накопленных отборов по нефти и воде 10 % отклонения от исторических показателей, и включает в себя 42 сценария (рис. 3).

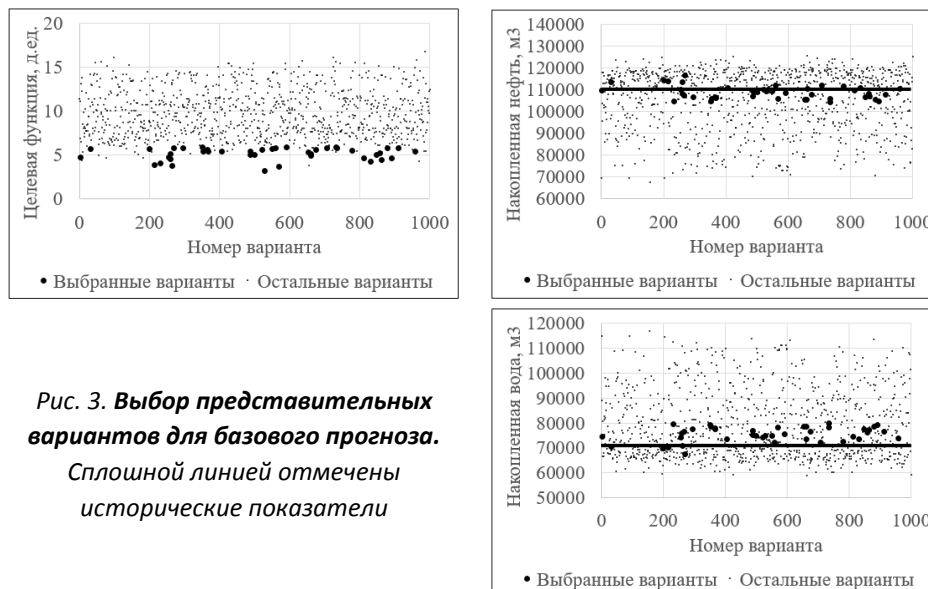


Рис. 3. Выбор представительных вариантов для базового прогноза.
Сплошной линией отмечены исторические показатели

На втором этапе был произведен расчет базового модельного прогноза, основанного на 42 ранее выбранных модельных реализациях. Его длительность составила 60 лет, контроль по скважинам осуществлялся по забойным давлениям на последнюю дату адаптации. Изучение результатов позволило построить накопленную функцию распределения (CDF) по величине накопленной добычи нефти на последний расчетный шаг и выбрать пессимистичный (P90)/ базовый (P50)/ оптимистичный (P10) сценарии адаптации модели с позиции извлекаемых запасов, взятых за основу при последующих оптимизационных расчетах (рис. 4).

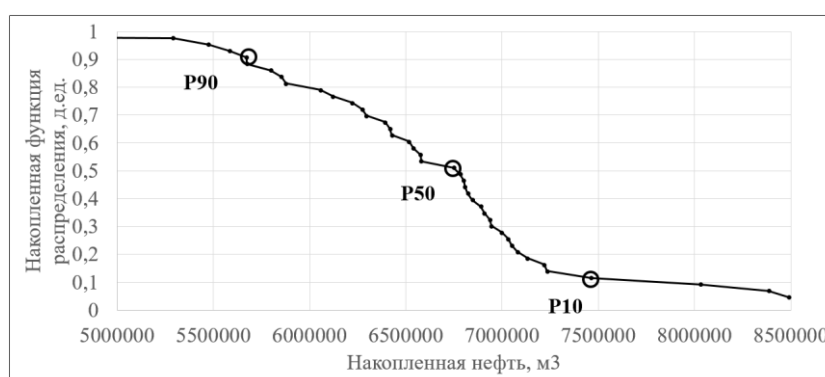


Рис. 4. Накопленная функция распределения для выбора пессимистичного / базового / оптимистичного сценариев

На третьем этапе был произведен расчет эксперимента дифференциальной эволюции на базе пессимистичного (P90)/ базового (P50)/ оптимистичного (P10) сценариев по определению оптимальной системы разработки. Динамика изменения накопленной добычи нефти в зависимости от номера варианта на последний временной шаг приведена на рисунке 5. Прослеживается явное сокращение диапазона неопределенности по мере увеличения числа вариантов. Изменения по целевой функции в пределах 5 % от ее оптимального значения наблюдаются среди 25 % последних расчетов в рамках серии с последующим стремлением к асимптоте.

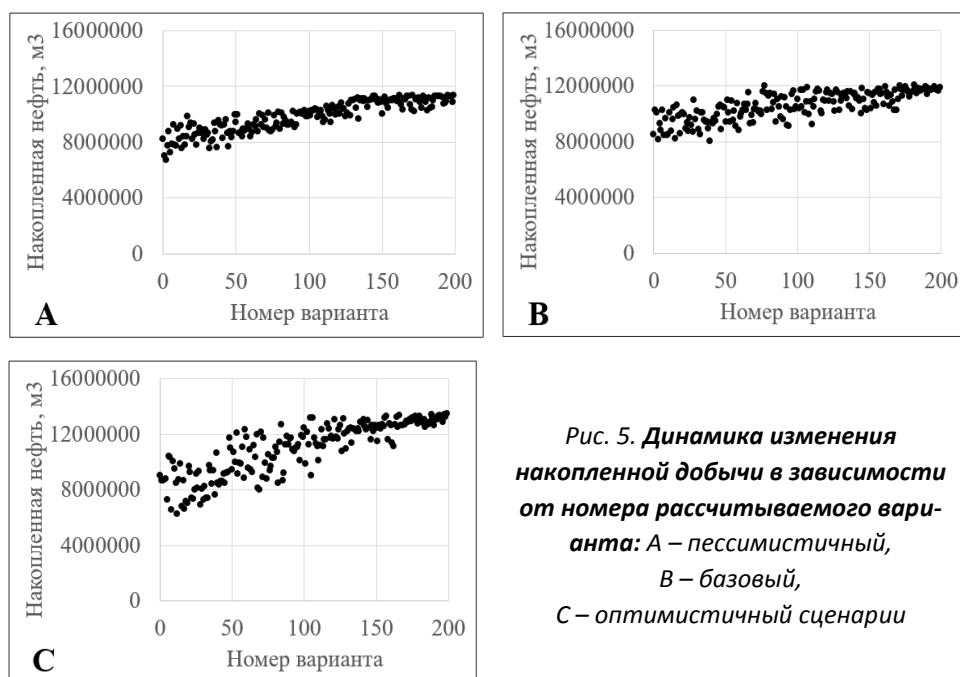


Рис. 5. Динамика изменения накопленной добычи в зависимости от номера рассчитываемого варианта: А – пессимистичный, В – базовый, С – оптимистичный сценарии

На завершающем этапе была проведена проверка оптимальности полученных значений путем привлечения нейронной прокси-модели. Хорошее качество обучения подтверждается кросс-плотами значений из гидродинамических расчетов и значений, сгенерированных нейронной прокси-моделью (рис. 6.).

С помощью алгоритма дифференциальной эволюции на данных нейронной прокси-модели для каждого из трех сценариев был сгенерирован подтверждающий гидродинамический расчет, значения переменных которого соответствуют тем оптимальным параметрам системы разработки, которые были подобраны нейронной прокси-моделью. Расхождения между двумя упомянутыми вариантами не превышают 10 % по каждому из трех сценариев, что подтверждает хорошую степень прогностической способности нейронной прокси-модели (табл. 1).

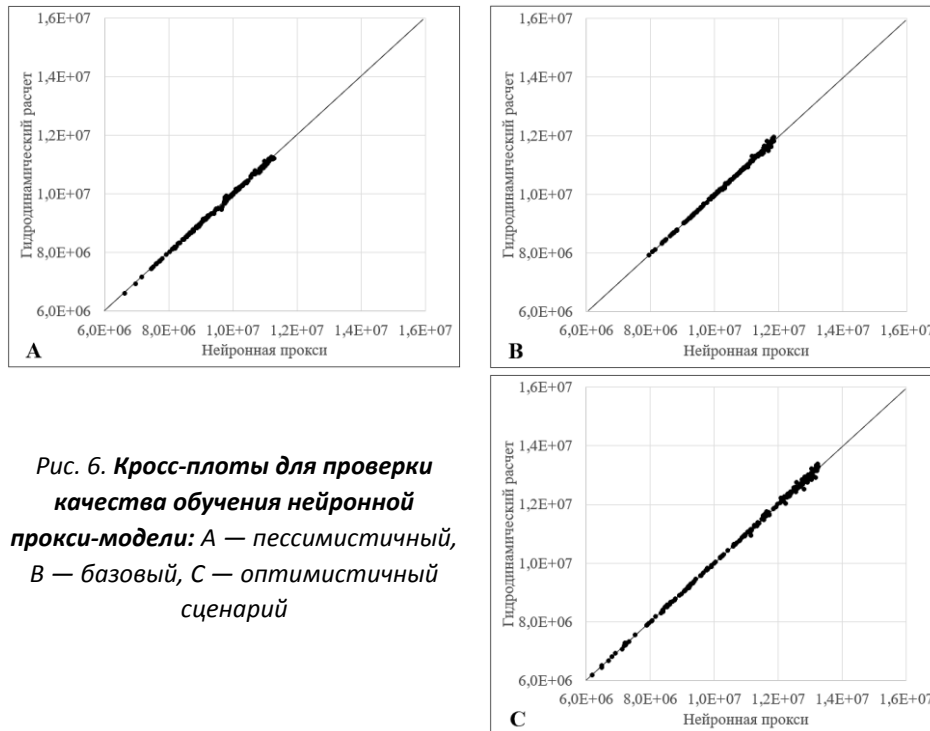


Рис. 6. Кросс-плоты для проверки качества обучения нейронной прокси-модели: А — пессимистичный, В — базовый, С — оптимистичный сценарий

Таблица 1

Сравнение оптимума по результатам гидродинамических расчетов и нейронной прокси-модели

Сценарий	Оптимум по накопленной нефти по итогам гидродинамических расчетов, м ³	Оптимум по накопленной нефти по прокси-модели, м ³	Оптимум по накопленной нефти по подтверждающему гидродинамическому расчету для прокси-модели, м ³	Расхождение между прокси-моделью и подтверждающим расчетом, %
Пессимистичный	1,14E+07	1,19E+07	1,08E+07	9
Базовый	1,21E+07	1,27E+07	1,22E+07	4
Оптимистичный	1,35E+07	1,32E+07	1,23E+07	7

Таким образом, для базового сценария удалось дополнительно уточнить оптимальные параметры системы разработки, так как полученные по итогам подтверждающего гидродинамического расчета параметры обеспечили прирост накопленной добычи нефти на ~ 100 тыс. м³ по сравнению с вариантом, принимаемым за оптимальный только по итогам имеющейся серии модельных запусков. По пессимистичному и оптимистичному сце-

нарию полученные показатели не превышали уже принятые величины. Результирующие параметры оптимума приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результирующие параметры оптимальной системы разработки

Параметр	Сценарий		
	Пессимистичный	Базовый	Оптимистичный
Накопленная нефть, м ³	1,14E+07	1,21E+07	1,35E+07
Базисный вектор № 1, м	757.1	286.2	309.2
Базисный вектор № 2, м	200	536.01	541.1
Отступ от кровли для добывающих скважин, м	6.1	6.34	5.2
Отступ от подошвы для добывающих скважин, м	10	10	10
Отступ от подошвы для нагнетательных скважин, м	1.7	3.1	2.56

Выводы

По результатам исследования предложен алгоритм работы с многовариантными реализациями цифровых моделей месторождений, направленный на их адаптацию с учетом геологических и гидродинамических неопределенностей, а также сопутствующий расчет прогнозных показателей разработки.

Для сокращения машинного времени с одновременным сохранением достаточного диапазона неопределенности, обеспечивающего разнообразие получаемых прогнозных вариантов, может быть использован подход, заключающийся в выборе небольшого набора реализаций, основанного на анализе получаемых значений целевой функции в процессе адаптации, выполнении базового прогноза для установления диапазона неопределенности по извлекаемым запасам, привлечении накопленной функции распределения вероятности.

Последующая проверка оптимальности рассчитанных величин может быть выполнена с привлечением нейронных-прокси моделей, что также позволяет сократить количество гидродинамических реализаций.

Программное обеспечение «тНавигатор» обладает широким набором функций в обозреваемой сфере, а именно: подходов к заданию переменных, методов создания наборов расчетных вариантов, возможностей нейросетевого анализа.

Список источников

1. Попков, В. И. Интегрированное геолого-гидродинамическое моделирование в системном управлении разработкой нефтегазовых месторождений / В. И. Попков, В. П. Шакшин. – Текст : непосредственный // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: физико-математические науки – 2009. – № 1(18). – С. 239–250.

2. Козырев, Н. Д. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки / Н. Д. Козырев, А. Ю. Вишняков, И. С. Путилов. – DOI 10.15593/2712-8008/2020.4.5. – Текст : непосредственный // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 356–368.
3. Подходы к выбору реализаций при вероятностном моделировании геологической модели и анализ влияния на прогнозный профиль добычи / С. А. Андронов, Е. А. Горенкова, А. А. Гомонов, И. А. Максименко. – DOI 10.51890/2587-7399-2023-8-4-25-32. – Текст : непосредственный // PRONEFT. Профессионально о нефти. – 2023. – Том 8, № 4 (30). – С. 25–32.
4. Казанская, Д. А. Интегрированное геолого-гидродинамическое моделирование в ПО «Навигатор» / Д. А. Казанская, С. С. Красников. – Текст : непосредственный // Актуальные тренды научно-технологического и операционного развития нефтегазовой отрасли : сборник материалов 8-й научно-практической конференции, Тюмень, 23–25 сентября 2024 года. – Москва : Геомодель Развитие, 2024. – С. 207–210.
5. Пыриков, В. А. Повышение эффективности закачки на основе геолого-технологического моделирования с учетом результатов нейросетевой оптимизации / В. А. Пыриков. – Текст : непосредственный // Онлайн-форум «Инновации для повышения эффективности сопровождения нефтегазовых активов» : сборник докладов, Москва, октябрь 2024 г. – С. 200–202.
6. Садыков, Р. М. Подбор оптимального числа симуляций Монте-Карло при вероятностном подсчете ресурсов углеводородного сырья / Р. М. Садыков. – DOI 10.54859/kjogi108590. – Текст : непосредственный // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2022. – Т. 4, № 4. – С. 32–44.
7. Mohamed, L. History matching and uncertainty quantification: multi-objective particle swarm optimization approach / L. Mohamed, M. Christie, V. Demyanov. – Text : electronic // Conference SPE 143067- MS, 23-26 May, Vienna, Austria. – 2011. – <https://doi.org/10.2118/143067-MS>
8. Умановский, А. В. Графовые нейронные сети для прокси-моделирования гидродинамики пласта / А. В. Умановский. – DOI 10.21684/2411-7978-2022-8-3-155-177. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2022. – Т. 8, № 3(31). – С. 155–177.
9. Щелоков, А. С. Изучение изменения скорости обучения алгоритмом «упругого» распространения ошибки PRROP / А. С. Щелоков, А. А. Турчак, А. В. Салтыков. – Текст : непосредственный // Неделя науки Санкт-Петербургского государственного морского технического университета. – 2020. – Т. 1, № 3–1. – С. 3–9.

References

1. Popkov, V. I. & Shakshin, V. P. (2009). Integrated geological and hydrodynamic modeling in the management system of oil and gas production. Journal of Samara state technical university. Ser. Physical and mathematical sciences, 1 (18), pp. 239-250. (In Russian).
2. Kozyrev, N. D., Vishnyakov, A. Y., & Putilov, I. S. (2020). Assessment of the uncertainty parameters influence on the development indicators forecasting. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 20 (4), pp. 356-368. (In Russian). DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5

3. Andronov, S. A., Gorenkova, E. A., Gomonov, A. A., & Maksimenko, I. A. (2023). Approaches to selection of realizations in probabilistic modeling of geological model and analysis of influence of forecast production profile. PRONEFT. Professionally about oil, 8(4(30)), pp. 25-32. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2023-8-4-25-32
4. Kazanskaya, D. A., & Krasnikov, S. S. (2024). Integrirovannoe geologo-gidrodinamicheskoe modelirovanie v PO «Navigator». Aktual'nye trendy nauchno-tekhnologicheskogo i operacionnogo razvitiya neftegazovoj otrasli. Sbornik materialov konferencii. Tyumen. Moscow, Geomodel' Razvitie Publ., pp. 207-210. (In Russian).
5. Pyrikov, V. A. (2024). Povyshenie effektivnosti zakachki na osnove geologo-tekhnologicheskogo modelirovaniya s uchetom rezul'tatov nejrosetevoy oprimizacii. Onlajn-forum «Innovacii dlya povysheniya effektivnosti soprovozhdeniya neftegazovykh aktivov». Sbornik dokladov. October, 2024. Moscow, pp. 200-202. (In Russian).
6. Sadykov, R. M. (2022). Optimal number of Monte-Carlo simulations for hydrocarbon resources probabilistic estimation. Kazakhstan journal for oil & gas industry, 4(4), pp. 32-44. (In Russian). DOI: 10.54859/kjogi108590
7. Mohamed, L., Christie, M., & Demyanov, V. (2011). History matching and uncertainty quantification: multiobjective particle swarm optimization approach. In SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition, pp. SPE-143067 MS. (In English). DOI: 10.2118/143067-MS
8. Umanovskiy, A. V. (2022). Proxy modeling of reservoir hydrodynamics with graph neural networks. Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziiko-matematicheskoe modelirovanie. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy, (3), pp.155-177. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-3-155-177
9. Shchelokov, A. S., Turchak, A. A., & Saltykov, A. V. (2020). Study of the change in the learning rate by an algorithm of resilient propagation of the error RPROP. Nedelya nauki Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo morskogo tekhnicheskogo universiteta, 1(3-1), pp. 3-9. (In Russian).

Сведения об авторе / Information about the author

Балин Даниил Валерьевич, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, danielbalin@bk.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9090-0672>

Daniil V. Balin, Post-graduate Student, Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, danielbalin@bk.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9090-0672>

Статья поступила в редакцию 20.12.2024; одобрена после рецензирования 17.02.2025; принята к публикации 05.03.2025.

The article was submitted 20.12.2024; approved after reviewing 17.02.2025; accepted for publication 05.03.2025.

УДК 622.276.1
DOI: 10.31660/0445-01108-2025-109-123
EDN: JYDWBL

Теоретическое обоснование процесса изменения концентрации структур кольматантов в околоскважинной зоне при виброимпульсном воздействии

Н. В. Шаталова

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

Аннотация. Для восстановления продуктивных свойств нефтяных скважин применяется большое количество волновых и вибрационных способов воздействия на пласт, используемых для увеличения проницаемости околоскважинной зоны. Необходимым этапом существующих технологий является вынос загрязняющих околоскважинную зону частиц в скважину с последующей транспортировкой их на поверхность. Однако влияние волновых полей может быть распространено на большую глубину и эффективно применяться для очистки большого участка пласта. Цель исследования — теоретическое обоснование процесса изменения концентрации структур кольматантов в околоскважинной зоне и трещине гидравлического разрыва пласта без извлечения разрушенных частиц кольматантов на поверхность: в процессе воздействия волновых полей, генерируемых в скважине, осуществляется продвижение частиц в глубь пласта и рассеивание их по большой площади чистого пространства. Теоретическое обоснование процесса проведено методом математического моделирования. В работе выполнена постановка задачи уменьшения концентрации частиц загрязнений на исследуемом участке, осуществлено ее решение, получены формулы изменения количества осадка и абсолютной проницаемости, сделаны расчеты, построены графики. Результаты могут быть применены для разработки новой виброволновой технологии повышения продуктивности скважин.

Ключевые слова: виброволновое воздействие, суффозия, кольматирующие частицы

Для цитирования: Шаталова, Н. В. Теоретическое обоснование процесса изменения концентрации структур кольматантов в околоскважинной зоне при виброимпульсном воздействии / Н. В. Шаталова. – DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-109-123// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 109–123. EDN: JYDWBL

Theoretical justification of the process of changing the concentration of colmatant structures in the near-wellbore zone under vibro-impulse action

Natalya V. Shatalova

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

Abstract: A wide range of wave and vibration methods are employed to restore the productivity of oil wells, aimed at increasing the permeability of the near-wellbore zone. A necessary step in these technologies is the removal of contaminating particles from the near-wellbore zone, with its subsequent transportation to the surface. However, action of wave fields can extend to greater depth. In addition, it can be effectively utilized to clean large areas of the reservoir. The aim of the study

is to theoretically justify the process of altering the concentration of colmatant structures in the near-wellbore zone and within hydraulic fracturing (HF) fractures, without necessitating the extraction of broken colmatant particles to the surface. When wave fields generated within the well are applied, particles are moving deeper into the reservoir and dispersed over a wider clean area. The theoretical justification was conducted by the method of mathematical modeling. In the course of work, the task of reducing the concentration of contaminant particles in the studied area is formulated and solved, formulas for the change in the amount of sediment and absolute permeability are derived, calculations are made, and graphs are constructed. The results of this study can be applied to the development of a new vibro-wave technology aimed at improving well productivity.

Keywords: vibration wave action, suffusion, colmatating particles

For citation: Shatalova, N. V. (2025). Theoretical justification of the process of changing the concentration of colmatant structures in the near-wellbore zone under vibro-impulse action. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 109-123. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-109-123

Введение

Широкое применение волновых полей в нефтяной промышленности обусловлено их максимальной экологичностью, сопровождающейся значительной эффективностью по очистке околоскважинной зоны от кольматантов, снижению вязкости и увеличению подвижности пластовых флюидов и другими положительными эффектами [1].

Упругие колебания рабочей жидкости в скважине создаются генераторами различных конструкций, работающими на различной глубине погружения [2]. Существующие волновые технологии декольматации околоскважинных зон включают в себя два основных этапа: силовое воздействие, разрушающее структуры загрязнений и вынос разрушенных частиц на поверхность созданием депрессии на пласт [3, 4]. Однако существует мнение, что волновым репрессионным воздействием возможно оттеснить загрязнения вглубь пласта [5]. В предложенной работе дано теоретическое обоснование виброволнового воздействия на поровое пространство трещины гидравлического разрыва пласта (ГРП) и рассмотрен случай продвижения частиц загрязнений за пределы пропантовой пачки потоком жидкости, закачиваемой в импульсном режиме.

Объект и методы исследования

Источником колебаний жидкости в скважине в предлагаемом вибрационном методе служит виброволновой гидромонитор (ВГМ), располагаемый в зоне перфорации. Согласно принципу его действия канал нагнетаемой рабочей жидкости периодически перекрывается с помощью клапанно-пружинного механизма, в результате чего происходят циклические колебания жидкости во внешней среде, сопровождающиеся последовательностью гидроударов. Режимы работы (пропускания жидкости через рабочую камеру) и релаксации имеют разное время, поэтому можно говорить о создании гидромонитором импульсов давления трапецеидальной формы, описанных в [6]. ВГМ работает в низкочастотном диапазоне: частота следования им-

пульсов изменяется от 1 до 5 Гц. С помощью организованного таким источником волнового поля решаются задачи очистки протяженного пространства продуктивного пласта, включающего трещину ГРП. Поэтому объектами воздействия выступают околоскважинная зона и поровое пространство трещины с измененными в процессе эксплуатации фильтрационными свойствами.

Для получения теоретических зависимостей и прогнозирования процесса в работе рассматривается фильтрация смеси жидкости, содержащей твердые частицы. Аналогичный процесс описывается в работах Ю. М. Шехтмана как процесс кольматации-суффозии, происходящий при *постоянном* давлении [7]. Для предлагаемой задачи расчет распределения давления $P(x, t)$ в трещине в *импульсном* режиме описан в [8]. Математическое представление импульсов произведено с помощью гармоник ряда Фурье и решения уравнения пьезопроводности:

$$P(x, t) = P_0 + \sum_{n=0}^{\infty} a_n \frac{L-x}{L} \cos(n\omega t) + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \left\{ \sum_{j=1}^{\infty} \left[\left(\frac{2}{\pi j} \right) \frac{\sin \frac{\pi j x}{L}}{1 + \left(\frac{\kappa}{n\omega} \right)^2 \left(\frac{\pi j}{L} \right)^4} \left(-\cos(n\omega t) + \frac{\kappa}{n\omega} \left(\frac{\pi j}{L} \right)^2 \sin(n\omega t) \right) \right] \right\}, \quad (1)$$

где P_0 — пластовое давление; a_n — коэффициенты ряда Фурье для трапециевидальной функции; n — номер гармоники; ω — частота гармоники; κ — коэффициент пьезопроводности; L — интервал, на котором определяется распределение давления.

Для решения задачи о механической суффозии принимаем схематичное представление порового пространства Ю. М. Шехтмана (рис. 1).

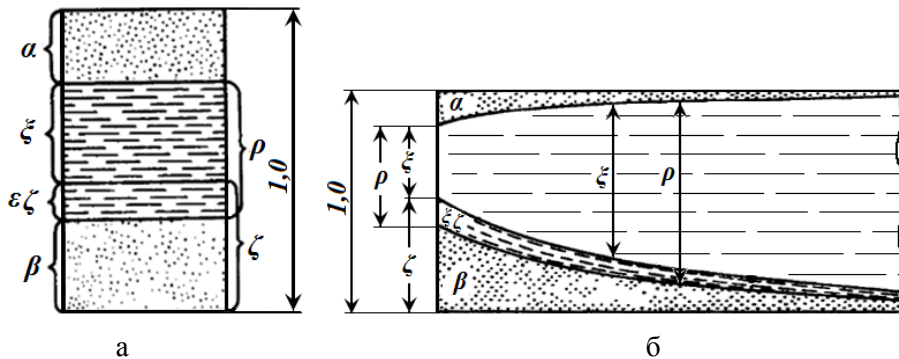


Рис. 1. Схема заполнения порового пространства в процессе фильтрации смеси: фронтальный вид (а) и вид сбоку (б)

На схеме следующие обозначения: ρ — насыщенность порового пространства жидкостью; $(1 - \rho)$ — насыщенность порового пространства твердым веществом; твердые частицы находятся в поровом пространстве

во взвешенном или осажденном состоянии; β — насыщенность порового пространства осевшей массой в твердом теле; α — взвешенными частицами; ζ — насыщенность порового пространства осевшими частицами в рыхлом теле; ξ — насыщенность порового пространства «свободной» жидкостью, не связанной с осевшей массой; ε — пористость осевшей массы (принимается постоянной); $\varepsilon \zeta$ — насыщенность жидкостью, связанной с осевшей массой.

Согласно схеме

$$\rho + \alpha + \beta = 1 \text{ и } \xi + \zeta + \alpha = 1, \quad (2)$$

$$\beta = \zeta - \varepsilon \zeta = \zeta (1 - \varepsilon) \text{ или } \zeta = \beta / (1 - \varepsilon), \quad (3)$$

$$\rho = 1 - \alpha - (1 - \varepsilon) \zeta \text{ и } \rho = \xi + \varepsilon \zeta. \quad (4)$$

введем обозначение объемной концентрации взвешенного твердого вещества в движущейся смеси δ , тогда

$$\delta = \frac{\alpha}{\alpha + \xi} \text{ или } \delta = \frac{\alpha}{1 - \zeta}. \quad (5)$$

Обозначим m — пористость породы в процессе фильтрации смеси, m_0 — первоначальная пористость породы, то количество жидкости в единице объема пористой среды выразится как

$$m = m_0 \rho, \quad (6)$$

где ρ — плотность жидкости, кг/м³.

Формулировка задачи

Через пористую среду течет жидкость, содержащая взвешенные частицы. Считаем, что при размерах пор, в 5–10 раз превышающих размер вымываемых частиц [9,10], поровые каналы позволяют сорванной частице двигаться без задержек вместе с фильтрационным потоком.

Срыв частиц происходит равномерно по пути фильтрации, от координаты x не зависит, а изменяется только во времени. Требуется определить изменение объемной концентрации и всех насыщенностей, то есть математически описать процесс суффозии.

Решением задачи будет определение закономерностей $\zeta(x, t)$ — доли осевшего пористого грунта в порах ($\varepsilon = const$ — пористость осадка) и $\delta(x, t)$ — доли плавающей твердой фракции в подвижной суспензии.

Для нахождения указанных величин решается система из 3-х дифференциальных уравнений:

- 1) уравнение Дарси;
- 2) уравнение интенсивности процесса коагуляции-суффозии (кинетики процесса);
- 3) уравнение неразрывности для твердых частиц, несомых фильтрационным потоком через единицу поверхности поперечного сечения пористой среды.

$$\left\{ \begin{array}{l} w(x, t) = -\frac{k_0(1 - \sqrt{\zeta(x, t)})^3}{\mu} \frac{\partial P(x, t)}{\partial x} \quad (7) \\ \frac{\partial \zeta(x, t)}{\partial t} = \lambda \left(\delta(x, t) - \frac{a_0 \zeta(x, t)}{\zeta_0 - \zeta(x, t)} \right) \quad (8) \\ \frac{\partial \delta(x, t)}{\partial t} + \frac{w(x, t)}{m_0(1 - \zeta)} \frac{\partial \delta(x, t)}{\partial x} = f(\delta(x, t), \zeta(x, t)) \quad (9) \end{array} \right.$$

Уравнение (8) описывает процесс коагуляции-суффозии: если $\delta(x, t)$ больше равновесной концентрации твердых частиц в суспензии δ^*

$$\delta(x, t) > \delta^* = \frac{a_0 \zeta(x, t)}{\zeta_0 - \zeta(x, t)}$$

происходит отложение осадка, если $\delta(x, t) < \delta^*$ происходит процесс суффозии, вымывание осадка $\zeta(x, t)$.

Замыкающими соотношениями служат для абсолютной проницаемости — (10), для пористости — (11) и насыщенности порового пространства жидкостью — (12)

$$k(x, t) = k_0(1 - \sqrt{\zeta(x, t)})^3, \quad (10)$$

где $k_0 = const$. $k_0 = 30 \dots 700$ Д согласно экспериментальным исследованиям Ю. М. Шехтмана

$$m(x, t) = m_0 + \zeta(x, t)(m_1(x, 0) - m_0), \quad (11)$$

где m_1 — пористость в начале суффозии ($\zeta(x, t) = 1$); m_0 — пористость в конце суффозии ($\zeta(x, t) = 0$).

В расчете принимаем $m_1 = m_1(x, 0) = m_0 \cdot \rho(x, 0)$.

Насыщенность порового пространства жидкостью согласно рисунку 1 и при учете соотношения (4) и (5)

$$\rho(x, t) = 1 - \delta(x, t) \cdot (1 - \zeta(x, t)) - (1 - \varepsilon) \cdot \zeta(x, t). \quad (12)$$

Для решения задачи принимаются начальные (НУ) и граничные (ГУ) условия

НУ: $\zeta(x, 0) = f_1(x), \delta(x, 0) = f_2(x); P(x, 0) = P_{пл}, q(x, 0) = 0$
 ГУ: $P(0, t) = P_{пл} + P_a \cdot f_3(t); P(L, t) = P_{пл}$.

В НУ функция

$$f_1(t) = C_1 e^{-\frac{x}{C_2}},$$

где $C_1 = 0,75, C_2 = 2; C_1 \leq \zeta_0$. Показательная функция $f_1(t)$ соответствует распределению осевшего осадка в поре по рисунку 1, б.

В ГУ $f_3(t)$ — функция, описывающая последовательность трапецеидальных импульсов, представлена уравнением (1).

Схема решения задачи

С помощью аналитического решения уравнения (7) находим среднюю по сечению скорость фильтрации и скорость частиц в суспензии $w(x, t)$ на новом временном шаге.

Затем решаем уравнение кинетики процесса (8). Оно решается численным интегрированием, причем интеграл равен шагу по времени, а неизвестная $\zeta(x, t)$ на новом временном шаге является верхним пределом интегрирования. Уравнение (9) — уравнение неразрывности — это уравнение переноса частиц. Решив его по явной схеме бегущего счета, найдем $\delta(x, t)$ на новом временном шаге.

Система уравнений 7÷9 решается на координатной пространственно-временной сетке. Пространственная сетка одномерная, регулярная, охватывает область исследуемого интервала от скважины (координата x_0) до расчетного значения в глубине пласта (координата x_N). Локализация точек временной сетки обусловлена видом функции трапецеидального возмущения давления на левой границе интервала (рис. 2). Время изменяется фиксированными шагами и соответствует положению точек 0...5. Система уравнений 7÷9 решается в этих точках.

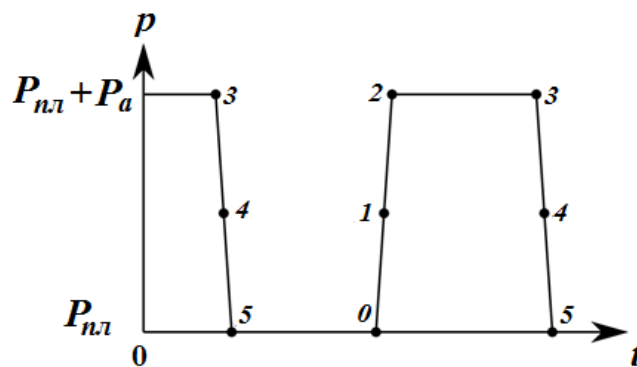


Рис. 2. Временная организация импульсов давления в околоскважинной зоне

Теперь рассмотрим подробнее каждое из уравнений системы.

Уравнение Дарси

Закон Дарси позволяет при известной вязкости и проницаемости найти среднюю по сечению скорость фильтрации w [м/с]

$$w(x, t) = -\frac{k_0(1 - \sqrt{\zeta(x, t)})^3}{\mu} \frac{\partial P(x, t)}{\partial x}.$$

Для расчета осредняем скорость фильтрации на исследуемом участке. Для этого высчитываем среднюю проницаемость

$$\overline{k(t)} = \left(\frac{1}{\sum_{i=0}^N \frac{1}{k(x_i, t)}} \right), \quad (11)$$

и среднюю на участке скорость фильтрации

$$\overline{w(t)} = -\frac{\overline{k(t)}(P(x_N, t) - P(x_0, t))}{\mu L}. \quad (12)$$

Уравнение кинетики процесса

$$\frac{\partial \zeta(x, t)}{\partial t} = \lambda \left(\delta(x, t) - \frac{a_0 \zeta(x, t)}{\zeta_0 - \zeta(x, t)} \right)$$

описывает увеличение осадка $\zeta(x, t)$ (процесс коагуляции), если

$$\delta(x, t) > \delta^* = \frac{a_0 \zeta(x, t)}{\zeta_0 - \zeta(x, t)}$$

и вымывания осадка (процесс суффозии $\zeta(x, t)$), если $\delta(x, t) < \delta^*$.

В неравенствах δ^* — равновесная концентрация твердых частиц в суспензии, $a_0 = 0,0005 \dots 0,0036$, $\zeta_0 = 0,7 \dots 0,9$ по данным опытов Ю. М. Шехтмана.

Параметр λ — безразмерный опытный параметр, характеризующий свойства пористой среды и заполнителя в их взаимодействии в процессе суффозии. $\lambda = 81$ [1/час] или $0,0225$ [1/сек] $\varepsilon = 0,5$ по данным опытов Ю. М. Шехтмана и Е. М. Сергеева.

Преобразуем уравнение кинетики к виду

$$\partial t = \frac{\partial \zeta(x, t)}{\lambda \left(\delta(x, t) - \frac{a_0 \zeta(x, t)}{\zeta_0 - \zeta(x, t)} \right)}. \quad (13)$$

Интегрируем обе части выражения (13)

$$t^{k+1} - t^k = \int_{\zeta_n^k}^{\zeta_n^{k+1}} \frac{d\tau}{\lambda \left(\delta_n^k - \frac{a_0 \tau}{\zeta_0 - \tau} \right)}. \quad (14)$$

Шаг по времени $t^{k+1} - t^k$ фиксирован и известен: это параметр импульса вибровоздействия.

В правой части δ_n^k и ζ_n^k известны, искомая величина ζ_n^{k+1} является верхним пределом интеграла.

Для решения уравнения воспользуемся квадратурным правилом Гаусса-Кронрода [12]. В соответствии с этим правилом интеграл

$$I = \int_a^b g(t) dt$$

может быть оценен с помощью другого известного интеграла

$$\int_a^b f(z) dz = \sum_{i=1}^m w_i f(z_i) + R_m. \quad (15)$$

Для выражения (15) известны веса w_i и положение узлов z_i на отрезке (α, β) , то есть определено квадратурное правило. Переход от отрезка (α, β) к отрезку (a, b) и от переменной z к переменной t осуществляется заменой переменных

$$\begin{aligned} I &= \left(\frac{b-a}{\beta-\alpha} \right) \int_a^\beta g \left(\frac{(b-a)z + a\beta - b\alpha}{\beta-\alpha} \right) dz = \\ &= \left(\frac{b-a}{\beta-\alpha} \right) \sum_{i=1}^m w_i g \left(\frac{(b-a)z_i + a\beta - b\alpha}{\beta-\alpha} \right) + R_m. \end{aligned} \quad (16)$$

Воспользовавшись 15-точечным правилом Кронрода для интеграла $\int_{-1}^1 f(z) dz$, запишем интеграл (14) в виде неявного уравнения относительно ζ_n^{k+1}

$$t^{k+1} - t^k \approx \left(\frac{\zeta_n^{k+1} - \zeta_n^k}{2} \right) \sum_{i=1}^{15} w_i \frac{1}{\lambda \left(\delta_n^k - \frac{a_0 \left(\frac{(\zeta_n^{k+1} - \zeta_n^k) z_i + \zeta_n^k + \zeta_n^{k+1}}{2} \right)}{\zeta_0 - \left(\frac{(\zeta_n^{k+1} - \zeta_n^k) z_i + \zeta_n^k + \zeta_n^{k+1}}{2} \right)} \right)}. \quad (17)$$

Данное уравнение можно решить, к примеру, методом деления отрезка пополам (бисекции). Решив его, узнаем ζ_n^{k+1} на новом временном шаге. Решение и вычисления производились с помощью специально написанной компьютерной программы.

Уравнение переноса

Уравнение переноса — это третье уравнение системы. Оно выводится из уравнения неразрывности для твердой фазы

$$\frac{\partial w_T}{\partial x} = m_0 \frac{\partial(1-\alpha-\beta)}{\partial t}, \quad (18)$$

где α — доля твердой взвеси в объеме пор m_0 , $\beta = (1 - \varepsilon) \cdot \zeta$ — доля осадка в этом же объеме.

Поскольку $w_T = w(x, t)\delta(x, t)$, где $\delta(x, t) = \alpha/(1 - \zeta)$ — доля плавающей твердой фракции в подвижной суспензии и $w(x, t)$ — суммарная скорость фильтрации жидкой фазы и взвеси суспензии, запишем уравнение баланса в более общем виде

$$\frac{\partial w(x, t)\delta(x, t)}{\partial x} = -m_0(1 - \varepsilon) \frac{\partial \zeta(x, t)}{\partial t} - m_0 \frac{\partial \alpha}{\partial t}. \quad (19)$$

Или, учитывая, что

$$\zeta = 1 - \frac{\alpha}{\delta},$$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} = -\frac{1}{\delta} \frac{\partial \alpha}{\partial t} + \frac{\alpha}{\delta^2} \frac{\partial \delta}{\partial t}, \quad \text{и}$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial t} = \frac{\alpha}{\delta} \frac{\partial \delta}{\partial t} - \delta \frac{\partial \zeta}{\partial t} = (1 - \zeta) \frac{\partial \delta}{\partial t} - \delta \frac{\partial \zeta}{\partial t}.$$

Уравнение баланса можно записать в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial w(x, t)\delta(x, t)}{\partial x} &= -m_0(1 - \varepsilon) \frac{\partial \zeta(x, t)}{\partial t} - m_0(1 - \zeta) \frac{\partial \delta(x, t)}{\partial t} + m_0 \delta \frac{\partial \zeta(x, t)}{\partial t} \\ \frac{\partial w(x, t)\delta(x, t)}{\partial x} &= m_0(\varepsilon - 1 + \delta(x, t)) \frac{\partial \zeta(x, t)}{\partial t} - m_0(1 - \zeta(x, t)) \frac{\partial \delta(x, t)}{\partial t}. \end{aligned} \quad (20)$$

С учетом уравнения интенсивности процесса, или уравнения кинетики процесса

$$\frac{\partial \zeta(x, t)}{\partial t} = \lambda \left(\delta(x, t) - \frac{a_0 \zeta(x, t)}{\zeta_0 - \zeta(x, t)} \right) \quad (21)$$

получается уравнение для неразрывности твердой фазы

$$\frac{\partial w(x, t)\delta(x, t)}{\partial x} = m_0(\varepsilon - 1 + \delta) \lambda \left(\delta - \frac{a_0 \zeta}{\zeta_0 - \zeta} \right) - m_0(1 - \zeta) \frac{\partial \delta}{\partial t}. \quad (22)$$

В этом уравнении $m_0, a_0, \zeta_0, \varepsilon$ — известные константы, $w(x, t) = \overline{w(t)}$ — средняя по сечению и по участку пласта скорость течения смеси в м/с из закона Дарси (12).

Уравнение (22) можно записать в виде

$$w \frac{\partial \delta}{\partial x} + \delta \frac{\partial w}{\partial x} = m_0(\varepsilon - 1 + \delta) \lambda \left(\delta - \frac{a_0 \zeta}{\zeta_0 - \zeta} \right) - m_0(1 - \zeta) \frac{\partial \delta}{\partial t},$$

$$\frac{\partial \delta}{\partial t} + \frac{w}{m_0(1 - \zeta)} \frac{\partial \delta}{\partial x} = - \frac{\delta}{m_0(1 - \zeta)} \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{m_0(\varepsilon - 1 + \delta) \lambda}{m_0(1 - \zeta)} \left(\delta - \frac{a_0 \zeta}{\zeta_0 - \zeta} \right). \quad (23)$$

Второе слагаемое в правой части (23)

$$\frac{m_0(\varepsilon - 1 + \delta) \lambda}{m_0(1 - \zeta)} \left(\delta - \frac{a_0 \zeta}{\zeta_0 - \zeta} \right) = \frac{(\varepsilon - 1) \lambda}{(1 - \zeta)} \delta - \frac{(\varepsilon - 1) \lambda}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)} + \frac{\lambda}{(1 - \zeta)} \delta^2 - \frac{\lambda \delta}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)} =$$

$$= \delta \left(\frac{(\varepsilon - 1) \lambda}{(1 - \zeta)} - \frac{\lambda}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)} \right) - \frac{(\varepsilon - 1) \lambda}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)} + o(\delta), \quad (24)$$

где

$$\frac{\lambda}{m_0(1 - \zeta)} \delta^2 = o(\delta)$$

есть величина второго порядка малости относительно δ . Так как $\delta \ll 1$, пренебрегаем этим нелинейным слагаемым. В результате правая часть (23) станет линейной.

$$\frac{\partial \delta}{\partial t} + \frac{w}{m_0(1 - \zeta)} \frac{\partial \delta}{\partial x} = \delta \left(- \frac{1}{m_0(1 - \zeta)} \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{(\varepsilon - 1) \lambda}{(1 - \zeta)} - \frac{\lambda}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)} \right) - \frac{(\varepsilon - 1) \lambda}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)}. \quad (25)$$

Уравнение (25) представляет собой уравнение переноса с источником (правая часть), зависящим от решения δ .

Численная схема первого порядка для решения данного уравнения может быть реализована разными способами. Один из них представляет явную схему бегущего счета и имеет вид

$$\frac{\delta_n^{k+1} - \delta_n^k}{\tau} + c \frac{\delta_n^k - \delta_{n-1}^k}{h} = \delta_n^{k+1} \left(- \frac{1}{m_0(1 - \zeta)} \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{(\varepsilon - 1) \lambda}{(1 - \zeta)} - \frac{\lambda}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)} \right)_n^{k+1} -$$

$$- \left(\frac{(\varepsilon - 1) \lambda}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)} \right)_n^{k+1}, \quad (26)$$

где $c = w/m_0(1 - \zeta)$.

Сгруппировав в левой части уравнения слагаемые с δ_n^{k+1} , домножим обе части уравнения на τ и учтем, что расход не меняется по координате для каждого t , получим

$$\delta_n^{k+1} \left(1 - \frac{(\varepsilon - 1) \lambda \tau}{(1 - \zeta)} + \frac{\lambda \tau}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)} \right)_n^{k+1} =$$

$$= \delta_n^k - \frac{c \tau}{h} (\delta_n^k - \delta_{n-1}^k) - \left(\frac{(\varepsilon - 1) \lambda \tau}{(1 - \zeta)} \frac{a_0 \zeta}{(\zeta_0 - \zeta)} \right)_n^{k+1}. \quad (27)$$

Отсюда можно выразить δ_n^{k+1} :

$$\delta_n^{k+1} = \frac{\left[\delta_n^k - \frac{c\tau}{h} (\delta_n^k - \delta_{n-1}^k) - \left(\frac{(\varepsilon-1)\lambda\tau}{(1-\zeta)} \frac{a_0\zeta}{(\zeta_0-\zeta)} \right)_n^{k+1} \right]}{\left(1 - \frac{(\varepsilon-1)\lambda\tau}{(1-\zeta)} + \frac{\lambda\tau}{(1-\zeta)(\zeta_0-\zeta)} \right)_n^{k+1}}. \quad (28)$$

Данное выражение справедливо для $c > 0$ (флюид движется от скважины вглубь пласта), и бег происходит слева направо по узлам пространственной координатной сетки $n \in [1 \dots N]$, где $n = 0$ — скважина. При этом направлении бега используется ГУ на левой границе: $\delta_0^{k+1} = 0$. На правой границе решение находится по схеме.

Аналогично можно вывести выражение для δ_n^{k+1} в случае $c < 0$ (флюид движется к скважине из пласта)

$$\delta_n^{k+1} = \frac{\left[\delta_n^k - \frac{|c|\tau}{h} (\delta_n^k - \delta_{n+1}^k) - \left(\frac{(\varepsilon-1)\lambda\tau}{(1-\zeta)} \frac{a_0\zeta}{(\zeta_0-\zeta)} \right)_n^{k+1} \right]}{\left(1 - \frac{(\varepsilon-1)\lambda\tau}{(1-\zeta)} + \frac{\lambda\tau}{(1-\zeta)(\zeta_0-\zeta)} \right)_n^{k+1}}. \quad (29)$$

Здесь $n \in [N - 1 \dots 0]$, где $n = 0$ — скважина.

При этом направлении бег по пространственной сетке идет справа налево, используется ГУ на правой границе: $\delta_N^{k+1} = \delta_{N-1}^{k+1}$ (δ берется из предыдущей ячейки на этом же временном шаге). На левой границе решение находится по схеме.

Результаты и обсуждение

Численная реализация

По результатам моделирования процесса суффозии в режиме волнового репрессивного воздействия с целью очистки околоскважинной зоны и трещины ГРП были выполнены расчеты с петрофизическими данными среды (табл. 1) и данные для формы импульсов (табл. 2).

Таблица 1

Петрофизические данные пористой среды

Название	Величина
Пористость чистой среды (пропантовой пачки) m_0	0,15
Абсолютная проницаемость чистой среды (пачки), k_0	120 Д
Динамическая вязкость пластовой жидкости	0,001 Па·с
Длина исследуемой области, L	15 м
Пластовое давление, P_0	21 МПа
Коэффициент изотермической сжимаемости воды β_l	$4,28 \cdot 10^{-10}$ 1/Па·с
Коэффициент изотермической сжимаемости скелета β_s	$2,04 \cdot 10^{-10}$ 1/Па·с
Коэффициент изотермической сжимаемости осадка, β_g	$2,04 \cdot 10^{-10}$ 1/Па·с

Расчетные данные для формы импульсов

Название	Величина
Частота вибровоздействия	2 Гц
Период импульсов, T_{imp}	0,5 с
Основание трапеции, T_1	0,25 с
Вершина трапеции, T_0	0,24 с
Амплитуда импульса давления	8·МПа

Начальное распределение осадка в порах $\zeta(x, 0) = c_1 \cdot \exp(-c_2 x)$, коэффициенты $c_1 = 0,75$, $c_2 = 2,0$.

Коэффициенты в уравнении кинетики, $\lambda = 0,0225$ 1/сек, $a_0 = 0,0036$, $\zeta_0 = 0,9$.

Выполненные по описанной методике расчеты показывают, что в результате воздействия импульсами давления на околоскважинную зону в течение 4-х часов происходит изменение количества осадка в объеме пор $\zeta(x, t)$, а также абсолютной проницаемости $k(x, t)$ пористой среды. График на рисунке 4 показывает, что в начале вибровоздействия $\zeta(x, 0) = 0,75$, то есть пористая среда околоскважинной зоне закольматирована на 75 %.

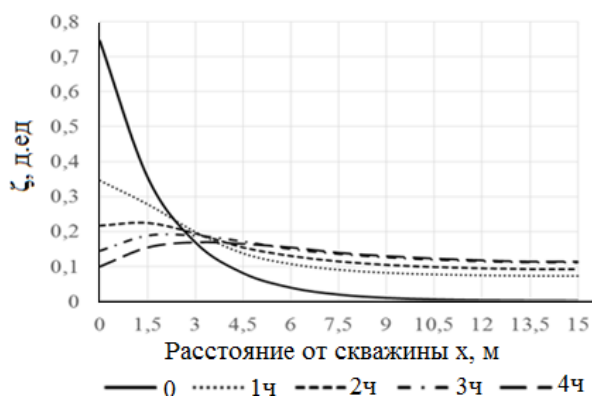


Рис. 4. Изменение количества осадка в объеме пор $\zeta(x, t)$ за 4 часа виброимпульсного воздействия

При этом дальняя область трещины ГРП остается чистой. В конце воздействия осадок практически равномерно распределяется по всей длине исследуемого участка, составляя около 10 %; $\zeta(x, t)$ по длине изменяется в пределах 0,1...0,17.

График на рисунке 5 иллюстрирует изменение абсолютной проницаемости $k(x, t)$ пористой среды на исследуемом участке.

Увеличение $k(x, t)$ от 0 до 50 Д наблюдается в зоне перфорации через 4 часа вибровоздействия. В глубине пласта $k(x, t)$ несколько снижается по сравнению со значением абсолютной проницаемости чистой среды проп-

пантовой пачки k_0 , принятой 120 Д. Такое изменение объясняется очисткой пористой структуры, продвижением и рассеиванием разрушенных частиц кольматантов из зоны перфорации в глубь пласта.



Рис. 5. Изменение абсолютной проницаемости $k(x,t)$ за 4 часа виброимпульсного воздействия

Увеличение $k(x,t)$ от 0 до 50 Д наблюдается в зоне перфорации через 4 часа вибровоздействия. В глубине пласта $k(x,t)$ несколько снижается по сравнению со значением абсолютной проницаемости чистой среды пропантовой пачки k_0 , принятой 120 Д. Такое изменение объясняется очисткой пористой структуры, продвижением и рассеиванием разрушенных частиц кольматантов из зоны перфорации в глубь пласта.

Выводы

Рассмотрена задача очистки порового пространства нефтяного пласта от кольматирующих загрязнений виброволновым воздействием. Вниманием охвачено пространство околоскважинной зоны и трещины ГРП. В основу описания процесса декольматации положен процесс суффозии. Теоретическое описание этим методом подтверждает гипотезу, что волновым репрессивным воздействием возможно не только очистить поровое пространство от загрязнений, но и оттеснить их вглубь пласта за границы трещины ГРП с рассеиванием частиц по большой площади. Технологическое решение, основанное на результатах предложенного моделирования, позволит исключить операцию выноса разрушенных загрязнений на поверхность и проблему их утилизации. Процессы, описанные в обосновании, могут быть усилены химическими методами восстановления продуктивности нефтяных скважин, а также применяться для повышения приемистости нагнетательных скважин.

Список источников

1. Колебания и волны во флюидонасыщенных геологических средах. Явления, процессы, закономерности. Волновая парадигма : монография / О. Л. Кузнецов, В. П. Дыбленко, Д. В. Чилингар [и др.]. – Ижевск, 2021. – 420 с. – Текст : непосредственный.

2. Гидродинамические генераторы колебаний — новый тип устройств для осуществления периодических воздействий / Е. И. Велиев, Р. Ф. Ганиев, А. С. Корнеев, Л. Е. Украинский. – DOI 10.31857/S268674002106016X. – Текст : непосредственный // Доклады Российской академии наук. Физика, технические науки. – 2021. – Т. 501, № 1. – С. 63–67.
3. Ганиев, О. Р. Процессы, технология и техника волновой очистки призабойной зоны пласта / О. Р. Ганиев, Н. А. Шамоу, Н. С. Завалишин. – DOI 10.31857/S0235711922040083. – Текст : непосредственный // Проблемы машиностроения и надежности машин. – 2022. – № 4. – С. 70–80.
4. An Effective Accelerated Pulsing Injection Method for Restoring Injectivity in Waterflood Fields with Selective Injection Systems with Side-Pocket Mandrels and Control Flow Valves / J. C. Escobar-Remolina, W. Barrios-Ortiz, J. Mantilla-Villamizar [et al.] // SPE Western Regional Meeting. – SPE, 2014. – P. SPE-169544-MS. – DOI: 10.2118/169544-MS
5. Апасов, Т. К. Комплексный метод интенсификации добычи нефти волновыми полями. / Т. К. Апасов, Н. В. Шаталова, А. В. Шаталов. – Текст : непосредственный // Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы: сборник докладов III международной научно-практической конференции. Сыктывкар, 20–22 октября 2021 года. – Сыктывкар : Коми республиканская типография, 2021. – С. 245–250.
6. Апасов, Т. К. Обоснование эффективности виброволновой технологии воздействия на призабойную зону пласта. / Т. К. Апасов, Н. В. Шаталова, А. В. Шаталов. – DOI 10.33285/0132-2222-2020-9(566)-44-49. – Текст : непосредственный // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 9 (566). – С. 44–49.
7. Шехтман, Ю. М. Фильтрация малоцентрированных суспензий / Ю. М. Шехтман. – Москва : Издательство Академии наук СССР. – 1961. – 212 с. – Текст : непосредственный.
8. Реновационный способ восстановления продуктивности скважин с использованием волновых полей / Н. В. Шаталова, Т. К. Апасов, А. В. Шаталов, Б. В. Григорьев. – DOI 10.31897/PMI.2022.108. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2020. – Т. 258. – С. 986–997.
9. Зайцев, М. В. Влияние эффектов поражения пласта на немонотонную зависимость дебита скважины от депрессии / М. В. Зайцев, Н. Н. Михайлов – DOI 10.24887/0028-2448-2017-9-90-94. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 6. – С. 7–13.
10. Шаталова, Н. В. Инновационное применение вибраций в технологии повышения продуктивности нефтяных скважин / Н. В. Шаталова, Т. К. Апасов. – Текст : непосредственный // Материалы Международной научно-практической конференции им. Д. И. Менделеева, посвященной 15-летию Института промышленных технологий и инжиниринга: сборник статей конференции. В 3-х томах. – Тюмень : ТИУ, 2024. – С. 160–162.
11. Каханер, Д. Численные методы и программное обеспечение / Д. Каханер, К. Моулер, С. Нэш ; пер с англ. под ред. Х. Д. Икрамова, 2-е изд. – Москва : Мир, 2001. – 575 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kuznetsov, O. L., Dyblenko, V. P., Chilingar, D. V., Sadegi, K. M., Marchukov, E. Yu., Sharifullin, R. Ya., Chirkin, I. A., & Simkin, E. M. (2021). Oscillations and waves in fluid-saturated geological environments phenomena, processes, patterns wave paradigm. Izhevsk, 420 p. (In Russian).
2. Veliev, E. I., Ganiev, R. F., Korneev, A. S., & Ukrainsky, L. E. (2021). Hydrodynamic generators of oscillations: a new type of device for periodic impacts. Doklady Physics, 66(12), pp. 353-357. (In Russian). DOI: 10.31857/S268674002106016X

3. Ganiev, O. R., Shamov, N. A., & Zavalishin, N. S. (2022). Protsessy, tekhnologiya i tekhnika volnovoy ochestki prizaboynoy zony plasta. Problemy mashinostroeniya i nadezhnosti mashin, (4), pp. 70-80. (In Russian). DOI: 10.31857/S0235711922040083
4. Escobar-Remolina, J. C., Barrios-Ortiz, W., Mantilla-Villamizar, J., Vargas-Medina, J. A., Sanabria-Gomez, L., Davidson, B. C., ... & Wegmann-Sanchez, J. M. (2014). An Effective Accelerated Pulsing Injection Method for Restoring Injectivity in Waterflood Fields with Selective Injection Systems with Side-Pocket Mandrels and Control Flow Valves. In SPE Western Regional Meeting, pp. SPE-169544. DOI: 10.2118/169544-MS
5. Apasov, T. K., Shatalova, N. V. & Shatalov, A. V. (2021). Kompleksnyy metod intensivatsii dobychi nefti volnovymi polyami. Integrirovannoe nauchnoe so-provozhdanie neftegazovykh aktivov: opyt, innovatsii, perspektivy: sbornik dokladov III mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Syktyvkar, 20–22 oktyabrya 2021 goda. – Syktyvkar, Komi respublikanskaya tipografiya Publ., pp. 245-250. (In Russian).
6. Apasov, T. K., Shatalova, N. V., & Shatalov, A. V. (2020). Substantiation of the efficiency of the vibrowave technology of impact on a bottomhole oil formation zone. Automation, telemechanization and communication in oil industry, (9(566)), pp. 44-49 (In Russian). DOI: 10.33285/0132-2222-2020-9(566)-44-49
7. Shekhtman, Yu. M. (1961). Fil'tratsiya malokontsentrirrovannykh suspenziy. Moscow, Izdatel'stvo Akademii nauk SSSR Publ., 212 p. (In Russian).
8. Shatalova, N. V., Apasov, T. K., Shatalov, A. V., & Grigoriev, B. V. (2022). Renovation method of restoring well productivity using wavefields. Journal of Mining Institute, (258), pp. 986-997. (In Russian). DOI: 10.31897/PMI.2022.108
9. Zaitsev, M. V., & Mikhailov, N. N. (2016). Impact of formation damage effects on non-monotonic dependence of a well flow-rate on depression. Oilfield engineering, (6), pp. 7-13. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-90-94
10. Shatalova, N. V. & Apasov, T. K. (2024). Innovatsionnoe primeneniye vibratsiy v tekhnologii povysheniya produktivnosti neftyanykh skvazhin. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii im. D. I. Mendeleeva, posvyashchennoy 15-letiyu Instituta promyshlennykh tekhnologiy i inzhiniringa: sbornik statey konferentsii. V 3-kh tomakh. – Tyumen, TIU Publ., pp. 160-162. (In Russian).
11. Kahaner, D., Moler, C., & Nash, S. (1989). Numerical methods and software. Prentice-Hall, Inc. United States, p. 495. (In English).

Информация об авторе/ Information about the author

Шаталова Наталья Васильевна, старший преподаватель кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, shataliovanv@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2086-6421>

Natalya V. Shatalova, Senior Lecturer at the Department of Physics and Instrument Engineering, Industrial University of Tyumen, shataliovanv@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2086-6421>

Статья поступила в редакцию 03.09.2024; одобрена после рецензирования 06.11.2024; принята к публикации 06.02.2025.

The article was submitted 03.09.2024; approved after reviewing 06.11.2024; accepted for publication 06.02.2025.

**Определение несущей способности резервуара при наличии
недопустимых отклонений стенки**

**П. В. Чепур*, А. А. Тарасенко, З. С. Кутрунова, М. А. Тарасенко,
А. А. Колядко**

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**chepur_p_v@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматривается проблема определения несущей способности стенки вертикального стального цилиндрического резервуара при наличии дефектов формы стенки. Цель работы — представление широкому кругу специалистов методики, которая позволяет выполнить с использованием аналитических и численных методов расчет на прочность и устойчивость стенки резервуара. Особенность расчета состоит в комбинировании стандартного аналитического метода и численного подхода.

В статье применены классические методы строительной механики, существующие аналитические решения, а также численные методы, в частности, метод конечных элементов с реализацией в программном комплексе ANSYS.

Полученные авторами результаты свидетельствуют о том, что использование предложенной методики комбинированного решения, включающего в себя аналитические и численные методы, позволяет успешно решать задачу подтверждения несущей способности как для вновь построенного, так и уже введенного в эксплуатацию резервуара.

Описанный в настоящей статье подход может быть использован для дополнения существующей нормативной документации в части оценки напряженно-деформированного и технического состояний при наличии дефектов геометрической формы.

Ключевые слова: резервуар, РВС, напряженно-деформированное состояние, напряжения, деформации, дефекты

Для цитирования: Определение несущей способности резервуара при наличии недопустимых отклонений стенки / П. В. Чепур*, А. А. Тарасенко, З. С. Кутрунова [и др.] – DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-124-137 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 124–137. – EDN: KBREAT

**Determining the load-bearing capacity of a tank with
wall deformation defects**

**Petr V. Chepur*, Alexander A. Tarasenko, Zoya S. Kutrunova,
Mikhail A. Tarasenko, Alesya A. Kolyadko**

Abstract. This paper tackles the problem of determining the load-bearing capacity of the wall of a vertical steel cylindrical tank in the presence of shape defects. The aim of this study is to present a methodology for calculating the strength and stability of the tank wall, making it accessible to a broad audience of specialists. The novel approach combines a standard analytical method, as outlined in source, with a numerical method.

This study utilizes classical methods of structural mechanics, existing analytical solutions, and numerical techniques, specifically the finite element method implemented in the ANSYS software package. The results demonstrate that the proposed combined methodology, which integrates both analytical and numerical methods, effectively addresses the issue of verifying the load-bearing capacity for both newly constructed and existing tanks.

The approach presented in this article could serve to enhance current regulatory documentation concerning the evaluation of stress-strain states and technical conditions when geometric shape defects are present.

Keywords: tank, RVS, stress-strain state, stresses, deformations, defects

For citation: Chepur, P. V., Tarasenko, A. A., Kutrunova, Z. S., Tarasenko, M. A. & Kolyadko, A. A. (2025). Determining the load-bearing capacity of a tank with wall deformation defects. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 124-137. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-124-137

Введение

Вертикальные стальные резервуары широко распространены в отрасли добычи, транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. Обеспечение работоспособности и безотказности таких сооружений имеет важное значение для всей отрасли, поскольку аварии на подобных объектах почти всегда сопровождаются существенным материальным ущербом, экологическими последствиями и возможностями угрозы жизни и здоровью персонала. Достаточно часто вертикальные стальные резервуары строятся и эксплуатируются в районах с неблагоприятными инженерно-геологическими и климатическими условиями. Основные элементы конструкций резервуаров (стенка, днище, окрайка, крыша) являются тонкостенными оболочками и уже на этапе строительства приобретают начальные деформации несущих конструкций, величины которых могут существенно отличаться от проектных значений. Это может быть вызвано, например, процессом консолидации грунтового массива (всего или части) основания резервуара при гидравлических испытаниях. При наличии неравномерного оседания грунтового массива под центральной частью днища и по контуру возникает процесс деформирования тонкостенной оболочки стенки. Дефекты формы оболочки стенки могут быть выявлены в процессе геодезической съемки на двух этапах: до и после гидроиспытаний.

Предельные отклонения размеров и формы стенки резервуара регламентируются [1] п. 8.4.3 и представлены в таблице 1.

Однако, согласно требованию [1] п. 11.16, «В случае если отклонения размеров (до 25 % всех производимых единичных измерений) смонтированного резервуара после завершения испытаний превышают указанные в таблице 1 (приведена ниже по тексту) предельно допустимые значения, то

по согласованию с заказчиком допускается приемка такой конструкции при условии выполнения соответствующих расчетов ее несущей способности.

Таблица 1

Предельные отклонения размеров и формы стенки резервуара

Наименование параметра	Предельное отклонение, мм, при диаметре резервуара				Примечание
	до 12 м	св. 12 до 25 м	св. 25 до 40 м	св. 40 м	
1 Внутренний диаметр на уровне 300 мм от дна	0,005R	0,003R	0,002R	0,0015R	Четыре измерения с угловыми координатами через 45°. R — радиус резервуара
2 Высота стенки: - до 12 м включ. - св. 12 до 18 м - св. 18 м	±20 ±30 ±40				Восемь измерений с угловыми координатами через 45°
3 Отклонение по вертикали образующих на высоте каждого пояса (H — расстояние от дна до точки измерения)	±1/200 H				Измерения проводят не реже, чем через каждые 6 м, по всему периметру стенки. Измерения проводят в пределах 50 мм ниже горизонтальных швов*
4 Локальные отклонения от проектной формы (на длине 1 м)	±15				Измерения проводят вертикальной рейкой и горизонтальным шаблоном контроля радиуса, выполненным по проектному радиусу стенки
5 Местные отклонения от цилиндрической формы вертикальных монтажных сварных швов (угловатость)	В соответствии с требованиями проекта КМ и 10.1.6				Угловатость f — стрела прогиба сварного стыка (измерения проводят шаблоном контроля радиуса, выполненным по проектному радиусу стенки на базе 500 мм)
* В процессе монтажа металлоконструкций стенки резервуара полистовой сборки отклонения от вертикали в пределах каждого пояса не должны превышать ±1/200 H, мм. Примечание — При наличии 25 % единичных измерений с отклонениями образующих от вертикали величиной не более 1/200 H + 30 мм допускается по согласованию с заказчиком и разработчиком КМ приемка такой конструкции для проведения испытаний. После завершения испытаний допускается ввод резервуара в эксплуатацию на основании результатов расчетов несущей способности согласно 11.16. При этом величина зазора между стенкой резервуара и понтоном/плавающей крышей не должна выходить за пределы рабочего диапазона уплотняющего затвора.					

Расчеты должны основываться на применении метода конечных элементов, учитывать фактическую геометрию конструкции и соответствовать требованиям настоящего стандарта по прочности (в том числе малоцикловой) и устойчивости. Указанные расчеты должны выполняться профильной организацией и согласовываться авторами КМ».

В [1] не регламентируется порядок проведения расчета методом конечных элементов, пример проведения подобного расчета и методика также отсутствуют. В связи с этим авторы настоящей статьи постарались на примере реально эксплуатируемого, вновь построенного резервуара типа РВС объемом 5 000 м³ с наличием дефектов формы стенки представить методику проведения расчета его несущей способности. В рамках предлагаемой методики для определения выполнения условий прочности и устойчивости используются как известные аналитические выражения, представленные в [1] и [2], так и методы численного моделирования для определения НДС конструкций резервуара [3–9].

Объект, методы исследования и результаты

Объект исследования — вертикальный стальной цилиндрический резервуар с конической крышей РВС-5000, имеющий отклонения стенки от вертикальной образующей. На рисунке 1 представлена исполнительная схема, а также ведомость отклонений стенки от вертикальной образующей, результаты которой получены с помощью геодезической съемки электронным тахеометром SOKKIA SET 650.

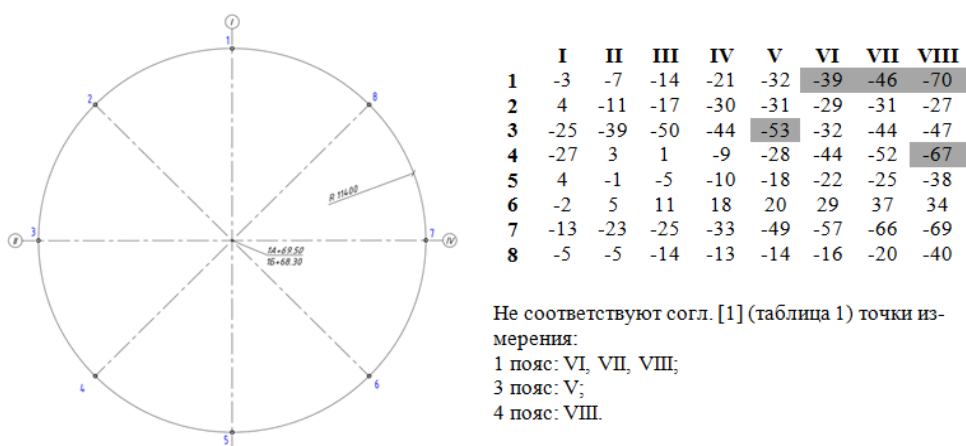


Рис. 1. Исполнительная схема отклонения от вертикали образующих стенки на высоте каждого пояса после гидравлических испытаний

Исходные данные для расчетов приняты с учетом имеющегося проекта, а также данных заказчика, и представлены в таблице 2.

На основании имеющихся исходных данных (табл. 2) выполним расчет прочности и устойчивости тонкостенной оболочки стенки резервуара для идеализированного случая (аналитический метод расчета согласно ГОСТ 31385-2023. «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов» [1]), когда принимается, что стенка резервуара имеет идеальную геометрическую форму цилиндра.

Учитывая, что резервуар РВС-5000 имеет геометрические отклонения формы стенки, а значения, указанные в исполнительной схеме, превышают допустимые (1 пояс: точки № VI, VII, VIII; 3 пояс: точка № V; 4 пояс: точка VIII), согласно действующему нормативному документу [1] следует выполнить расчеты прочности и устойчивости стенки с учетом реальных несовершенств геометрической формы стенки. Применение метода конечных элементов, использование программного комплекса ANSYS и реализация предлагаемой авторами статьи методики позволяет учитывать фактическую геометрию конструкции РВС в соответствии с [1].

Исходные данные

№	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	Расчетный срок службы резервуара по проекту	лет	20
2	Плотность хранимого продукта (max), ρ	т/м ³	1,015
3	Высота налива продукта, H	м	11,04
4	Высота поясов резервуара: с 1-го по 8-ой	м	1,5
5	Толщины поясов согласно проекту: – 1 пояса; – 2-8 пояса	мм	12 10
6	Диаметр резервуара, D	м	22,8
7	Радиус срединной пов-ти стенки РВС, R	м	11,4
8	Вес стационарного оборудования, G_0	МН	0,15467427
9	Вес теплоизоляции (1 и 2 поясов), G_t	МН	0,02671263
10	Вес кровли, G_r	МН	0,31243869
11	Гравитационная постоянная, g	м/с ²	9,81
12	Расчетная снеговая нагрузка, p_s	МПа	0,0032
13	Нормативное избыточное давление в газовом пространстве резервуара, p	Па	2000
14	Нормативное значение вакуума, p_v	Па	250
15	Марка стали листов стенки	–	09Г2С
16	Нормативное сопротивление стали, R_{yn}	МПа	325
17	Нормативная ветровая нагрузка, w_0	Па	0,23
19	Припуск на коррозию стенки, Δt_{ic}	мм	3
20	Минусовой допуск на прокат, Δt_{im}	мм	0,8

Прочность стенки резервуара обеспечивается при выполнении условия, согласно которому с расчетным параметром R сравнивается соотношение, включающее в себя значения меридиональных и кольцевых напряжений в оболочке нейтрального слоя:

$$(\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_{2k} + \sigma_{2k}^2)^{0,5} \leq R, \quad (1)$$

где σ_{2k} — напряжение, возникающее в горизонтальном направлении при разворачивании оболочки (кольцевое напряжение), МПа; σ_1 — напряжение, возникающее в вертикальном направлении (меридиональное напряжение в i -том поясе), МПа

Расчетный параметр R , МПа, определяется по формуле (2)

$$R = \frac{R_{yn}\gamma_c\gamma_t}{\gamma_m\gamma_n}, \quad (2)$$

где R_{yn} — нормативное сопротивление, принимаемое равным гарантированному значению предела текучести по действующим стандартам и ТУ на сталь; $R_{yn} = 325$ МПа; γ_c — безразмерный коэффициент условий работы поясов стенки; γ_m — безразмерный коэффициент надежности по материалу; γ_n — безразмерный коэффициент надежности по ответственности; γ_t — безразмерный температурный коэффициент.

Результаты проверки выполнения условий прочности для случая осесимметричного нагружения представим в таблице 3:

Таблица 3

**Результаты расчета стенки резервуара на прочность
для идеализованного случая без несовершенств формы стенки**

№	Н, м	t_{ir} , мм	$\sigma_{эkv}$, МПа	$[\sigma]$, МПа	Выполнение условия (1)
1	0	8,2	154,24	188,02	Выполнено
2	1,5	6,2	176,63	214,88	Выполнено
3	3	6,2	149,27	214,88	Выполнено
4	4,5	6,2	121,92	214,88	Выполнено
5	6	6,2	94,56	214,88	Выполнено
6	7,5	6,2	67,22	214,88	Выполнено
7	9	6,2	39,91	214,88	Выполнено
8	10,5	6,2	12,83	214,88	Выполнено

В связи с тем, что стенка рассматриваемого резервуара имеет отклонения от идеальной вертикальной образующей по всей поверхности, дополнительно выполним расчет прочности с применением метода конечных элементов и модели, позволяющей учесть несовершенства геометрической формы стенки резервуара. Рассчитанные эквивалентные напряжения в поясах стенки резервуара аналогично сравним с предельно допускаемыми напряжениями согласно соотношению (2).

Обратимся к расчетной модели резервуара РВС-5000, выполненной с использованием конечно-элементного программного комплекса ANSYS. Особенности геометрического моделирования и применение соответствующих конечных элементов в модели резервуара описаны в [6, 9].

Разбиение на конечные элементы (КЭ) было выполнено с величиной дискретизации элементарных прямоугольных элементов со стороны $a_{max} = 250$ мм. На рисунке 2 представлена иллюстрация с разбиением модели на КЭ-сетку.

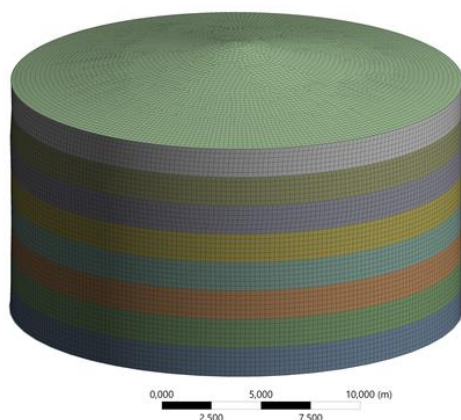


Рис. 2. Разбиение на конечно-элементную сетку

Граничные условия определены жестким закреплением нижней плоскости центральной части днища и окрайки по всей площади. Действующие силовые факторы (эксплуатационные нагрузки по [1]) и контактные условия представлены в таблице 4.

Таблица 4

Параметры расчетной схемы

Закрепление модели	Жесткое закрепление по нижней плоскости центральной части днища (fixed support).
	Наличие жесткой связи верхнего ребра 8-го пояса стенки и ребра внешнего контура конической оболочки кровли.
Контактные условия	Связанные (неразрывные — bonded) контакты в местах сварных соединений металлоконструкций (стенки со стенкой, стенки с днищем, стенки с кровлей).
Гидростатическая нагрузка	Столб жидкости плотностью $\rho = 1,015 \text{ т/м}^3$.
	В МКЭ-модели нагрузка прикладывается к внутренней поверхности оболочки в соотв. с максимальным уровнем разлива $H = 11,04 \text{ м}$.
Избыточное давление	Для РВС избыточное давление в газовом пространстве составляет: $p = 0,002 \text{ МПа}$.
Вакуум	Для РВС давление вакуума составляет: $p_v = 0,00025 \text{ МПа}$.
Снеговая нагрузка, нагрузка на стенку, нагрузка от кровли	В МКЭ-модели распределяется равномерно по нормали к наружной поверхности конической крыши.
	Расчетный вес снегового покрова принимается по VII району и составляет: $p_s = 3200 \text{ Па}$.
	Нагрузка от веса стационарной кровли $G_r = 0,312 \text{ МН}$.
	Нагрузка от веса теплоизоляции $G_t = 0,027 \text{ МН}$.
Ветровая нагрузка	Нагрузка от веса стационарного оборудования на кровле $G_o = 0,155 \text{ МН}$.
	В МКЭ-модели прикладывается равномерно по площади стенки и крыши.
	Нормативное давление ветра соответствует II ветровому району и составляет: $p_w = 0,23 \text{ кПа}$.

По результатам постпроцессинговой обработки расчетов на МКЭ-модели получаем следующее распределение максимальных эквивалентных напряжений по фон-Мизесу $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{max}}$, Па (рис. 3):

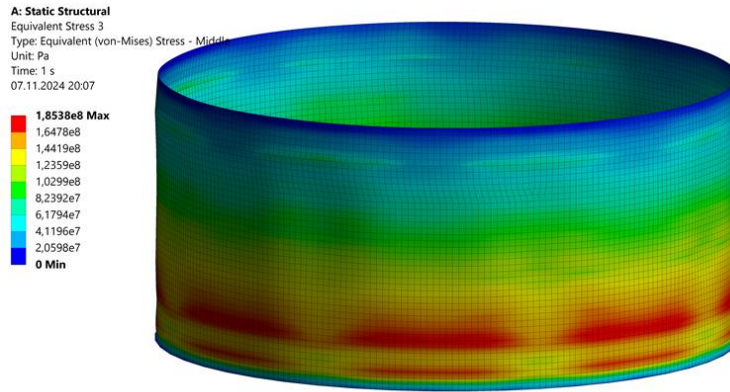


Рис. 3. Максимальные эквивалентные напряжения при $H = 11,04$ м;
 $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{max}} \times 10^8$, Па

В таблице 5 представлены результаты расчета прочности стенки с применением конечно-элементного программного комплекса и учета реальной геометрии рассматриваемой конструкции оболочки РВС-5000. Из таблицы 5 следует, что условия прочности выполняются для всех поясов стенки согласно исходным данным и действующим эксплуатационным нагрузкам.

Таблица 5

**Результаты расчета на прочность с применением МКЭ
 и учетом реальной геометрии**

№	H, м	t_{ir} , мм	$\sigma_{\text{ЭКВ}}$, МПа	$[\sigma]$, МПа	Выполнение условия (1)
1	0	8,2	175,79	188,02	Выполнено
2	1,5	6,2	185,38	214,88	Выполнено
3	3	6,2	166,60	214,88	Выполнено
4	4,5	6,2	133,62	214,88	Выполнено
5	6	6,2	109,91	214,88	Выполнено
6	7,5	6,2	81,11	214,88	Выполнено
7	9	6,2	91,68	214,88	Выполнено
8	10,5	6,2	32,25	214,88	Выполнено

Далее рассмотрим основные подходы, использованные авторами при выполнении расчета на устойчивость.

Устойчивость стенки для основных сочетаний нагрузок (вес конструкций и теплоизоляции, вес снегового покрова, ветровая нагрузка, относительный вакуум в газовом пространстве) проверяется по формуле и считается обеспеченной при выполнении следующего условия:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}} \leq 1, \quad (3)$$

где σ_1, σ_2 — меридиональные (вертикальные) и кольцевые напряжения в срединной поверхности каждого пояса стенки, МПа; $\sigma_{cr1}, \sigma_{cr2}$ — критические меридиональные и кольцевые напряжения, МПа.

В таблице 6 представлены результаты расчета стенки резервуара на устойчивость по соотношению (3).

Таблица 6

Результаты расчета стенки резервуара на устойчивость

№	t_{ir} , мм	Меридиональные напряжения, МПа		Кольцевые напряжения, МПа		Общая устойчивость (RF) ≤ 1	Выполнение условия (3)
		расч., σ_1	кр., σ_{cr1}	расч., σ_2	кр., σ_{cr2}		
1	8,2	3,92	11,72	0,4885	2,56	0,525	Выполнено
2	6,2	4,99	11,72	0,4885	2,56	0,617	Выполнено
3	6,2	4,79	11,72	0,4885	2,56	0,600	Выполнено
4	6,2	4,60	11,72	0,4885	2,56	0,583	Выполнено
5	6,2	4,40	11,72	0,4885	2,56	0,567	Выполнено
6	6,2	4,20	11,72	0,4885	2,56	0,550	Выполнено
7	6,2	4,01	11,72	0,4885	2,56	0,533	Выполнено
8	6,2	3,81	11,72	0,4885	2,56	0,516	Выполнено

Аналогично вышеизложенному разделу, посвященному расчету на прочность стенки резервуара настоящего отчета, учитывая, что рассматриваемый резервуар имеет несовершенства геометрической формы стенки, необходимо выполнить уточняющий расчет устойчивости с учетом геометрических несовершенств стенки РВС на основе МКЭ.

Для расчета общей устойчивости стенки резервуара расчет НДС стенки опорожненного резервуара реализуется методом конечных элементов в физически и геометрически нелинейной постановке задачи при воздействии сжимающих нагрузок (снеговая, ветровая нагрузки, вес крыши, собственный вес стенки, вакуум).

Используя МКЭ-модель резервуара, определим формы потери устойчивости стенки резервуара. Для каждой формы потери устойчивости расчетным путем с использованием итерационных методов численного

анализа определяется множитель критической нагрузки n (load multiplier), а также обратная данному множителю величина (reverse factor: $RF = \frac{1}{n}$) — коэффициент общей устойчивости, который не должен превышать 1 согласно (3) в соответствии с ГОСТ 31385-2023 [1], РБ 03-69-2013 [2].

Множитель критической нагрузки n (load multiplier) вычисляют по формуле

$$n = \frac{P_{cr}}{P}, \quad (4)$$

где P_{cr} — нагрузка, соответствующая потере устойчивости либо появлению возможности существования новых форм равновесия системы; P — расчетная нагрузка.

На рисунках 4–6 представлены эпюры распределения перемещений для 1-й – 3-й форм потери устойчивости. Множитель критической нагрузки определяется для всей оболочки стенки в целом, без выделения отдельных поясов.

В модели учитывается конструкция стационарной крыши и кольца жесткости, однако на эпюрах перемещений представлены только оболочки стенки в соответствии с [1] и [2].

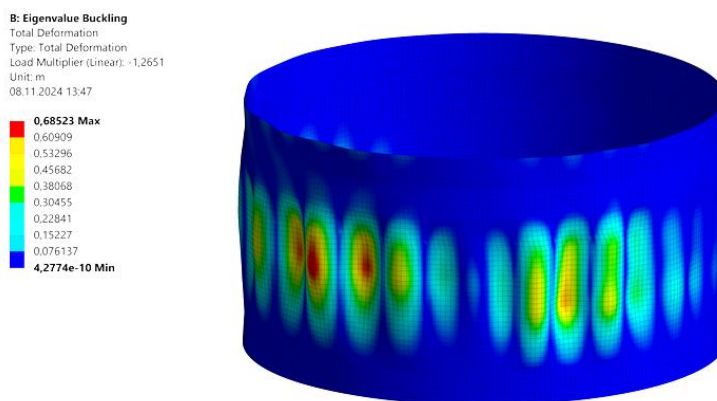


Рис. 4. 1-я форма потери устойчивости при значении $RF_1 = 0,79$

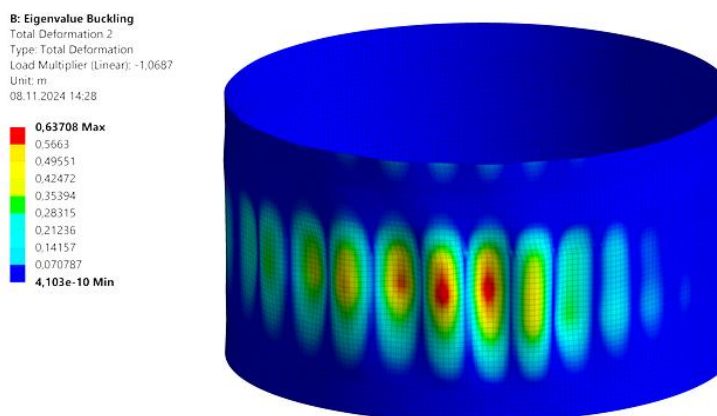


Рис. 5. 2-я форма потери устойчивости при значении $RF_2 = 0,94$

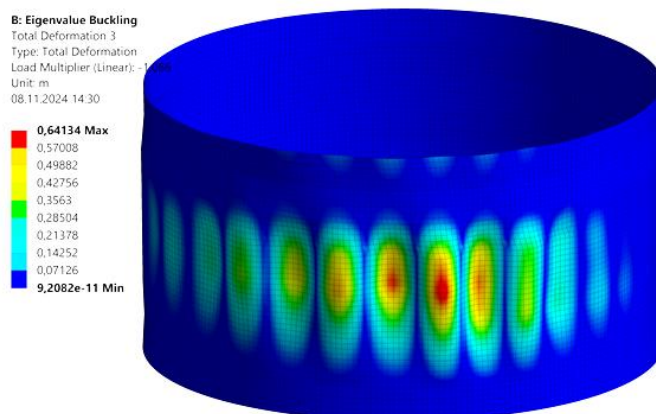


Рис. 6. 3-я форма потери устойчивости при значении $RF_3 = 0,93$

В таблице 7 представлены результаты расчета на устойчивость стенки резервуара в соответствии с соотношением (3) и учетом несовершенств геометрической формы стенки резервуара РВС-5000.

Таблица 7

Расчет устойчивости стенки с учетом несовершенств геометрии на основе МКЭ в программном комплексе ANSYS

№	t_{II} , мм	Общая устойчивость (для первых 3 форм потери устойчивости) $RF \leq 1$ согласно (3)			Заключение
		RF_1	RF_2	RF_3	
1	8,2	0,79	0,94	0,92	Годен
2	6,2				Годен
3	6,2				Годен
4	6,2				Годен
5	6,2				Годен
6	6,2				Годен
7	6,2				Годен
8	6,2				Годен

В результате расчета аналитическим методом (для идеализированного случая с идеальной цилиндрической формой стенки), численным методом (на основе МКЭ-модели с учетом несовершенств геометрической формы) получено следующее заключение.

Общая устойчивость стенки резервуара обеспечивается при проектных (нормативных) значениях нагрузок. Условие устойчивости (3) полностью обеспечивается для с 1-го по 8-й пояса стенки резервуара.

Выводы

Полученные авторами результаты свидетельствуют о том, что использование предложенной методики комбинированного решения, включающего в себя аналитические и численные методы, позволяет успешно решать задачу подтверждения несущей способности как для вновь построенного, так и уже введенного в эксплуатацию резервуара.

Особую актуальность методика приобретает в случае необходимости подтвердить несущую способность резервуара, имеющего отклонения геометрической формы стенки после проведенных гидроиспытаний согласно [1]. Таким образом, описанный в настоящей статье подход может быть использован для дополнения существующей нормативной документации в части оценки напряженно-деформированного и технического состояний при наличии дефектов геометрической формы. Подобный подход использования методики также может быть распространен на случаи, связанные с неосесимметричными деформациями кровли, днища, кольца жесткости и фундаментного кольца резервуара.

В настоящий момент рассмотренный в статье объект, резервуар объемом 5 000 м³, успешно введен в эксплуатацию на основании использованной методики и выполненных расчетов по определению несущей способности.

Список источников

1. ГОСТ 31385-2023. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия: утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2023 г. 2023-08-01. № 462-ст: дата введ. 2023-08-01. – Москва : Российский институт стандартизации. – 2023. – 118 с.
2. РБ Серия 03, Выпуск 69. Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – Москва : ЗАО «НТЦ исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 240 с. – Текст : непосредственный
3. Тарасенко, А. А. Закономерности деформирования металлоконструкций крупногабаритного вертикального сварного резервуара при наличии зон проседания основания / А. А. Тарасенко, А. А. Грученкова, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2016. – № 1 (53). – С. 32–37.
4. Тарасенко, А. А. Особенности совместной работы кольцевого фундамента и грунтового основания при наличии зон неоднородности / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2016. – № 4. – С. 9–13.
5. Чепур, П. В. Оценка воздействия приемо-раздаточного патрубка при развитии осадки резервуара / П. В. Чепур, А. А. Тарасенко. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11–3. – С. 540–544.
6. Тарасенко, А. А. Напряженно-деформированное состояние верхнего опорного кольца резервуара при неосесимметричных деформациях корпуса / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11–3. – С. 525–529.

7. Семин, Е. Е. Использование программных комплексов при оценке технического состояния и проектирование ремонтов вертикальных стальных резервуаров / Е. Е. Семин, А. А. Тарасенко. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2006. – № 4 (6). – С. 85–87.

8. Тарасенко, А. А. Оценка работоспособности крупногабаритного резервуара РВСПК-100000 при образовании зоны неоднородности грунтового основания / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур, Ю. Гуань. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 134–136.

9. Тарасенко, А. А. Оценка технического состояния резервуаров с недопустимыми геометрическими несовершенствами формы стенки / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур, А. А. Грученкова. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-6-118-121. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 118–121.

References

1. GOST 31385-2023. (2023). Vertical cylindrical steel tanks for oil and oil products. General specifications. Moscow, Rossijskij institut standartizacii Publ., 2023, 118 p. (In Russian).

2. RB Series 03, Issue 69. (2013). Guidelines for safety of vertical cylindrical steel tanks for oil and petroleum products. Moscow: CJSC ‘STC Research Centre for Industrial Safety Problems, 240 p. (In Russian).

3. Tarasenko, A. A., Gruchenkova, A. A., & Chepur, P. V. (2016). The regularities of large vertical tank's metal structures deformations in the presence of subsidence foundation zones. Pipeline transport: theory and practice, (1 (53)), pp. 32-37. (In Russian).

4. Tarasenko, A. A., & Chepur, P. V. (2016). Aspects of the joint operation of a ring foundation and a soil bed with zones of inhomogeneity present. Soil Mechanics and Foundation Engineering, 53(4). pp. 238-243. (In Russian).

5. Chepur, P. V. & Tarasenko, A. A. (2014). Impact assessment reception dispensers nozzle in the development of settlements tank. Fundamental research. (11-3), pp. 540-544. (In Russian).

6. Tarasenko, A. A., & Chepur, P. V. (2014). Stress-strain state of the upper support ring with non-axisymmetric deformations. Fundamental research, (11-3), pp. 525-529. (In Russian).

7. Semin, E. E., & Tarasenko, A. A. (2006). The use of software systems in assessing the technical condition and designing repairs of vertical steel tanks. Pipeline transport: theory and practice, (4 (6)), pp. 85-87. (In Russian).

8. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., & Guan, Yu. (2016). Performance evaluation of large tank RVSPK-100000 in development of differential settlement area. Oil industry, (4), pp. 134-136. (In Russian).

9. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., & Gruchenkova, A. A. (2017). Evaluation of technical condition of tanks with geometrical imperfections form wall. Oil industry, (6), pp. 118-121. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-118-121

Информация об авторах / Information about the authors

Чепур Петр Владимирович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, chepur_p_v@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>

Petr V. Chepur, Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, chepur_p_v@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>.

Тарасенко Александр Алексеевич, доктор технических наук, профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3903-0632>

Кутрунова Зоя Станиславовна, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры строительной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тарасенко Михаил Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Колядко Алеся Анатольевна, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела (филиал ТИУ в г. Сургуте), Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Alexander A. Tarasenko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3903-0632>

Zoya S. Kutrunova, Candidate of Physical And Mathematical Sciences, Associate Professor at the Department of Building Mechanics, Industrial University of Tyumen

Mikhail A. Tarasenko, Mikhail A. Tarasenko, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Tyumen Industrial University

Alesya A. Kolyadko, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Petroleum Engineering, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 02.12.2024; одобрена после рецензирования 10.12.2024; принята к публикации 20.12.2024.

The article was submitted 02.12.2024; approved after reviewing 10.12.2024; accepted for publication 20.12.2024.

УДК 62.523.2
DOI:10.31660/0445-0108-2025-2-138-150
EDN: KCWLNK

**Управление печью подогрева нефти на основании
расчета теплового баланса**

Р. А. Смуйкас*, Т. В. Пискажова, С. М. Тинькова

*Сибирский федеральный университет, Институт цветных металлов, Красноярск, Россия
roman.smukas@mail.ru

Аннотация. Печь подогрева нефти является важным входным технологическим звеном на участке подготовки нефти и в качестве топлива может использовать попутный нефтяной газ. При этом газ разного состава требует разное количество воздуха для полного сгорания, также в зависимости от химического состава газа изменяется не только объем требуемого воздуха, но и теплота сгорания. На данный момент управление печью для получения заданной выходной температуры продукта основано на ПИД-регуляторе. При поддержании заданного давления в трубе топливного газа система выставляет количество подаваемого воздуха по заранее подобранным коэффициентам (по редким измерениям количества кислорода в отходящих газах). В процессе эксплуатации зачастую соотношение воздух — газ подстраивается вручную по цвету пламени, а система управления давлением воздуха не используется или используется неэффективно. Настройки коэффициентов ПИД производится крайне редко и эффективность сжигания более насыщенного попутного нефтяного газа значительно снижается, что приводит к выбросу несгоревших компонентов топливного газа в атмосферу и перегреву нагреваемого продукта.

Авторами статьи предложен алгоритм управления печью на основе динамических расчетов теплового и массового балансов. Основными задачами описываемого алгоритма являются: поддержание температуры нефти на выходе из аппарата и эффективное сжигание попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: автоматизация печи подогрева нефти, расчет теплового баланса, алгоритм управления на основе теплового баланса, трубчатая печь подогрева нефти

Для цитирования: Смуйкас, Р. А. Управление печью подогрева нефти на основании расчета теплового баланса / Р. А. Смуйкас, Т. В. Пискажова, С. М. Тинькова. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-138-150 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 138–150. – EDN: KCWLNK

Oil heating furnace control based on calculation of the heat balance

Roman A. Smuykas*, Tatiana V. Piskazhova, Svetlana M. Tinkova

Abstract. The oil heating furnace is a crucial component of the oil treatment unit and can utilize associated petroleum gas as fuel. However, gases of varying compositions require different amounts of air for complete combustion.

The required air volume and the heat of combustion can vary significantly depending on the chemical composition of the gas. Currently, the furnace control is carried out using a PID controller to maintain a target outlet temperature for the product. The fuel gas pressure in the supply line is kept constant, and the amount of air is set using pre-calculated coefficients, which are occasionally adjusted based on oxygen measurements in the flue gases. In practice, the air-to-gas ratio is often manually adjusted based on the flame color, while the automatic air pressure control system is either not utilized or operates inefficiently. PID coefficient settings is infrequently performed, leading to inefficient combustion, particularly when burning richer associated petroleum gas. This results in the release of unburned fuel components into the atmosphere and can cause overheating of the oil product.

In this study, the authors propose furnace control algorithm based on dynamic calculations of heat and mass balances. The primary goals of this algorithm are to maintain the desired outlet temperature of the oil and to ensure the efficient combustion of associated petroleum gas.

Keywords: automation of the oil heating furnace, calculation of the thermal balance, control algorithm based on the thermal balance, tubular oil heating furnace

For citation: Smuykas, R. A., Piskazhova, T. V., Tinkova, S. M. (2025). Oil heating furnace control based on calculation of the heat balance // Oil and Gas Studies, (2), pp. 138-150. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-138-150

Введение

Нефтяная эмульсия, извлекаемая на нефтяных скважинах, перекачивается на установку подготовки нефти. Вначале эмульсия попадает на площадку подогрева нефти. Далее эмульсия требуемой температуры проходит через сепаратор нефти, отстойник нефти, а также концевую сепарационную установку. На этапах сепарации из нефтяной эмульсии активно выделяется попутный нефтяной газ. После этих технологических аппаратов подготовленная нефть переливается в резервуар товарной нефти [1].

Для ведения технологического процесса подготовки нефти необходим постоянный подогрев эмульсии. На удаленных месторождениях для этой цели преимущественно используют трубчатые печи подогрева нефти (ПТБ). Печи имеют достаточно высокий КПД и довольно простую конструкцию. Эксплуатация такого типа печей позволяет использовать попутный нефтяной газ, что обеспечивает уменьшение выбросов, экономический эффект, обеспечение непрерывного и качественного хода технологического процесса [2].

Так как попутный нефтяной газ — спутник нефти, эффективное сжигание данного продукта не являлось важной задачей для производства на месторождениях. Однако в современных условиях попутный нефтяной газ должен использоваться более эффективно, так как неполное его сгорание при неправильно подобранном количестве подаваемого воздуха приводит к экологической нагрузке на окружающую среду.

Газ разного состава требует разное количество воздуха для полного сгорания. В зависимости от химического состава газа изменяется не только объем требуемого воздуха, но и теплота сгорания, что влияет на стабильность подогрева.

Обычно при настройке ПИД-регулятора в выхлопную трубу печи устанавливается переносной газоанализатор и соотношение воздух — газ выставляется таким, чтобы при незначительном избытке кислорода не было недожога топлива. При дальнейшей работе печи состав газа может меняться (это фиксируется периодическим отбором проб) и тогда выставленное соотношение воздух — газ теряет свою актуальность. Подстройка расхода воздуха технологическим персоналом зачастую неэффективна [3].

Таким образом, задача состоит в разработке алгоритма автоматической регулировки соотношения газ — воздух при возможных изменениях состава топлива.

Технология подогрева нефти

Для обеспечения технологического процесса требуется разогрев нефтяной эмульсии до заданной температуры (чаще всего в диапазоне 40–45 градусов). Перегрев или недостаточный нагрев эмульсии крайне негативно сказывается на разделении нефтяной эмульсии на нефть, воду, газ и примеси. При завышении температуры происходит преждевременное разделение эмульсии, выделение газа на более ранних стадиях.

Основное разделение нефти и воды проходит на сепараторе, расположенном в цепочке течения эмульсии сразу после печи подогрева нефти. Поэтому печь является важным оборудованием, обеспечивающим ведение технологического процесса [3, 4].

В качестве топлива на этих печах чаще всего используется попутный нефтяной газ, который прошел подготовку и осушку. Использование не осушенного газа влечет за собой появление конденсата в питающей газовой трубе, а попадание конденсата в горелки вызывает копоть и снижает качество горения смеси.

На рисунке 1 представлена печь в разрезе. Показан путь прохождения нефти, размещение газовых горелок, подача воздуха.

Конструкция печи максимально проста и надежна, поэтому этот тип печей используется не только на месторождениях по добыче нефти.

Размеры печи составляют: порядка 10 м в длину, 4 м в высоту (без учета выхлопных труб) и порядка 3 м в ширину, стенки печи практически не имеют теплоизоляции. В комплект данной печи входит блок управления, система автоматизации и пожарной защиты [4].

Газовый факел горит в нижней части печи, получившиеся дымовые газы обтекают змеевик (состоит из труб с оребрением). Протекание дымовых газов через пространство печи происходит за счет высокого давления топливоздушнoй смеси, подаваемой на вход печи. Путь прохождения газов внутри печи представлен на рисунке 1.

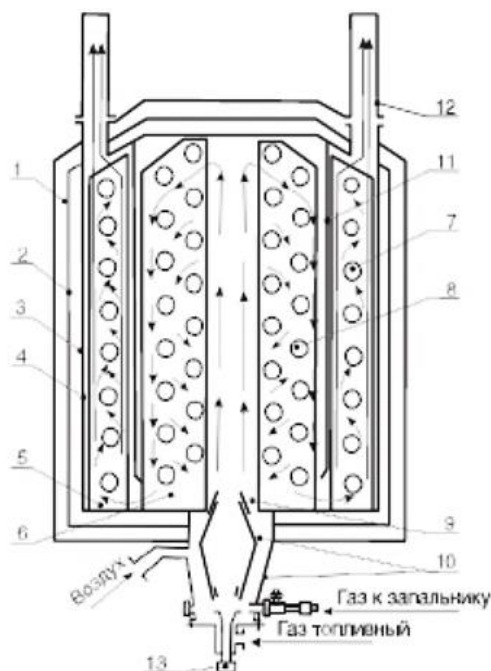


Рис. 1. Печь трубчатая блочная (разрез): 1 — каркас; 2 — обшивка внешняя; 3 — тепловая изоляция; 4 — обшивка внутренняя; 5 и 6 — доска трубная; 7 — змеевик однорядный; 8 — змеевик двухрядный; 9 — направляющая; 10 — камера сгорания; 11 — перегородка (экран); 12 — труба дымовая; 13 — устройство контроля пламени

Для нагнетания воздуха используется блок управления вентиляцией (БУВ), состоящий из вентилятора и частотного привода. Благодаря частотному регулированию можно добиться тонкого регулирования соотношения воздух — газ в камере сгорания. Активный наддув воздуха создает развитую конвекцию в камере сгорания печи и позволяет равномерно нагревать змеевик с нефтью.

Процесс подогрева нефти характеризуется основными параметрами:

- расход нагреваемой нефтяной эмульсии;
- температура нефти на входе в печь;
- температура нефти на выходе из печи;
- характеристики топлива (попутного газа);
- расход газа;
- соотношение воздух — газ;
- температура внутри камеры горения;
- температура воздуха снаружи печи.

На данный момент эффективность сжигания газа на печах подогрева нефти целиком и полностью зависит от правильности подбора коэффициентов ПИД-регулятора. Технологи, зачастую не имеющие значительного опыта в подборе данных коэффициентов, пользуются стандартным эмпирическим методом подбора коэффициентов. Однако с изменением условий сжигания топлива качество процесса нагрева падает и чаще всего находит-

ся в удовлетворительном состоянии, это приводит к низкоэффективному использованию дорогостоящего оборудования, малой эффективности его работы и вредным выбросам.

Условия сгорания подаваемого топлива (в данном случае — попутного газа) влияют на температуру подогрева нефти, которая в значительной степени зависит также от состава газа и расхода воздуха, идущего на горение. Регулировка температуры подстройкой расхода воздуха техническим персоналом не является эффективной, и печь начинает работать на избытке (чаще всего) или реже на недостатке газа в воздушно-газовой смеси.

Зависимость между составом газа и расходом воздуха можно выявить из расчета горения топлива. Необходимые реальные данные для дальнейших расчетов представлены в таблицах 1–3.

Таблица 1

Состав попутного нефтяного газа (топлива)

Компонент газа	Содержание, % об.
Метан, CH_4	97,65
Азот, N_2	1,795
Этан, C_2H_6	0,311
Пропан, C_3H_8	0,132
Бутан, C_4H_{10}	0,0336
Гелий, He	0,074
Пентан, C_5H_{12}	0,005

Таблица 2

Состав воздуха

Компонент	Содержание, % об.
Азот, N_2	78,084
Кислород, O_2	20,946
Аргон, Ar	0,934
Углекислый газ, CO_2	0,132

Таблица 3

Средние значения параметров печи для расчета теплового баланса

Наименование параметра	Среднее значение	Размерность
Расход продукта	525,80	$\text{м}^3/\text{ч}$
Температура нефти на входе в печь	40,15	$^\circ\text{C}$
Температура нефти на выходе из печи	44,8	$^\circ\text{C}$
Давление топливного газа	51,28	кПа
Температура в дымовой трубе	153,82	$^\circ\text{C}$
Давление в дымовой трубе	-0,02	кПа
Избыточное давление нагнетаемого воздуха	0,78	кПа

Таким образом, разница температуры нефти (продукта) на входе и выходе печи составляет 4,65 °С.

Методика расчета теплового баланса

Расчет горения топлива с определением его теплоты сгорания, расхода воздуха и объема получившегося дыма проведен по методике, изложенной в [5].

Действительный объем требуемого воздуха можно рассчитать по формулам

$$L_{\alpha} = \alpha \cdot L_0, \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad L_0 = V_{O_2}/k_{O_2}, \quad (1)$$

где $\alpha = 1,1$ — коэффициент расхода воздуха; L_0 — теоретический объем воздуха, k_{O_2} — доля кислорода в воздухе, а V_{O_2} — теоретический объем кислорода, рассчитывается по уравнению

$$V_{O_2} = 0,01[0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4 + 1,5H_2S + \sum(k + 0,25m) C_kH_m - O_2], \quad (2)$$

здесь CO, H₂ и т. д. — содержание компонентов в составе топлива, об. %.

Основу для обеспечения эффективной работы теплового агрегата составляет уравнение теплового баланса [6].

Тепловой баланс составим в расчете на 1 кубометр топлива.

Приходные статьи баланса включают теплоту от сгорания топлива Q_n ; теплоту подогретого топлива Q_r .

Расходные статьи включают полезно затраченное тепло, то есть тепло на нагрев нефти $Q_{\text{полезн}}$; потери тепла с отходящими газами (с дымом) Q_d ; потери тепла через корпус печи $Q_{\text{корп.}}$.

Согласно формуле расчета низшей теплоты сгорания (3) можно рассчитать количество теплоты, выделяющееся при сгорании одного кубометра газа. Теплота, вносимая подогретым газом, учитывая отсутствие конвектора, незначительна и не учитывается в расчетах.

$$Q_n = 358 \cdot CH_4 + 637 \cdot C_2H_6 + 913 \cdot C_3H_8 + 1186 \cdot C_4H_{10} + 1461 \cdot C_5H_{12}, \quad (3)$$

где Q_n — низшая теплота сгорания топливного газа.

При заданном составе попутного нефтяного газа, исходя из формулы (3) из таблицы 1, низшая теплота при условии полного сгорания одного кубического метра газа составит 35324,478 кДж.

Теоретический расход кислорода по формуле (2) составит

$$V_{O_2} = 1,973 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретический расход воздуха

$$L_0 = 1,973/0,20946 = 9,4198.$$

Действительный расход воздуха

$$L_{\alpha} = 1,1 \cdot 9,4198 = 10,362.$$

При этом объем дыма составит $11,360 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а состав дыма, об. %

$\text{CO}_2 - 8,699$; $\text{H}_2\text{O} - 17,335$; $\text{N}_2 - 72,229$; $\text{O}_2^{\text{изб}} - 1,736$.

В соответствии с составом топлива и воздуха.

Чтобы рассчитать тепло, затрачиваемое на нагрев продукта, необходимо использовать средний расход продукта (нефтяной эмульсии) через печь — $525 \text{ м}^3/\text{ч}$ (проведем расчет на м^3); температуру продукта на входе в печь — $40,15 \text{ }^\circ\text{C}$; температуру продукта на выходе из печи — $44,83 \text{ }^\circ\text{C}$. Удельную теплоемкость нефти возьмем равной $2000 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$; плотность нефти $850 \text{ кг}/\text{м}^3$. Расчет проведем в соответствии с формулой

$$Q_{\text{полезн.}} = c_n \cdot m_n \cdot (t_{\text{выход}} - t_{\text{вход}}), \quad (4)$$

здесь c_n — теплоемкость нефти, $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$; m_n — масса 1 м^3 нефти; температура нефти на входе $t_{\text{вход}}$ и выходе $t_{\text{выход}}$ из печи, $^\circ\text{C}$.

Для расчета потерь тепла, уносимого отходящими газами, используем следующие данные: средняя температура в дымовой трубе $153,82 \text{ }^\circ\text{C}$. Для расчета количества тепла, уносимого отходящими газами, воспользуемся формулой (5):

$$Q_d = c_d^t \cdot t_d \cdot V_d = i_d^t \cdot V_d, \quad (5)$$

где c_d^t — объемная теплоемкость дыма при его температуре, $\text{Дж}/(\text{м}^3\text{K})$; V_d — объем дыма, м^3 ; t_d — температура дыма, $^\circ\text{C}$; i_d^t — энтальпия дыма, $\text{кДж}/\text{м}^3$.

Энтальпия дыма с учетом его температуры и состава составит

$$i_d^t = (\text{CO}_2 \cdot 361,67 + \text{N}_2 \cdot 260,6 + \text{O}_2 \cdot 267,38 + \text{H}_2\text{O} \cdot 303,47) / 100 = 276,98 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

Тогда количество тепла, уносимого с отходящими газами, составит

$$Q_d = 276,98 \cdot 11,36 = 4867,48 \text{ кДж.}$$

Стенки печи практически не имеют теплоизоляции, поэтому тепловым сопротивлением стального корпуса можно пренебречь, тогда тепловые потери через стенки корпуса в окружающий воздух, согласно формуле (6)

$$Q_{\text{корп.}} = \alpha_k \cdot (t_{\text{стенки наружной}} - t_{\text{окр.воздуха}}) \cdot F, \quad (6)$$

где α_k — это коэффициент теплоотдачи, $t_{\text{стенки внутр.}}$ — температура внутренней стенки печи, $t_{\text{снаружи}}$ — температура окружающего воздуха, F — площадь теплоотдающей поверхности, равная 164 м^2 .

Значение коэффициента α_k , было определено по критериальной зависимости $Nu = C \cdot (Gr \cdot Pr)^n$, где α_k входит в критерий Нуссельта.

$$\alpha_k = Nu \cdot \lambda / l.$$

Для определения α_k вычислим критерий Нуссельта, используя формулу для свободной конвекции в неограниченном пространстве

$$Nu = C \cdot (Gr \cdot Pr)^n.$$

Исходя из критериальной зависимости рассчитаем значение α_k

$$\alpha_k = 6,298 \text{ и тогда } Q_{\text{пот. корп}} = 66,76 \text{ кВт.}$$

Итоговый тепловой баланс

Для теплового баланса было вычислено количество нефти, прошедшее через печь за время сгорания одного кубометра топлива. Реально расход топливного газа равен $130 \text{ м}^3/\text{ч}$ (среднее значение расхода газа с реального объекта), то есть за 1 секунду в камеру сгорания подается $0,036 \text{ м}^3$ газа. За это же время через расходомер проходит $0,146 \text{ м}^3/\text{с}$ нефти. Таким образом, 1 м^3 газа расходуется для нагрева $4,06 \text{ м}^3$ нефти. В зависимости от изменяющихся условий расчет будет автоматически корректироваться.

Тепловой баланс на 1 м^3 газа и $4,06 \text{ м}^3$ нефти представлен в таблице 4.

Таблица 4

Тепловой баланс на 1 м^3 топливного газа

№	Статья прихода	Кол-во	Статья расхода	Кол-во
1	Теплота от сгорания топлива, кДж	35 324,48	Полезно затраченная теплота, кДж	32 301
2			Потери тепла с отходящими газами, кДж	3 140,31
3			Потери через корпус печи, кДж	66,76
Итого	Приход, кДж	35 324,48	Расход, кДж	35 288,01

Коэффициент газ/воздух составил $1/10,362$.

В зависимости от скважины, кустовой площадки, пласта или месторождения состав выделяемого попутного нефтяного газа может значительно меняться, что фиксируется периодическим отбором проб.

Произведя пересчет на попутный нефтяной газ другого состава, рассчитаем, насколько изменятся результаты вычислений. Полученные результаты позволяют сделать вывод о качестве ведения технологического процесса, эффективности сгорания топливного газа, численном значении коэффициента газ/воздух.

Таблица 5

Состав попутного нефтяного газа (сравнительный)

Компонент газа	Состав, % об.
Метан, CH_4	56
Азот, N_2	3,4
Этан, C_2H_6	12,8
Пропан, C_3H_8	12,4
Бутан, C_4H_{10}	8,9
Гелий, He	0,9
Пентан, C_5H_{12}	5,6

Расчеты горения этого газа, по формулам 1–4 и данным таблицы 5, дают следующие результаты:

$$Q_H = 58259,80 \text{ кДж/м}^3; \quad V_{O_2} = 2,7665 \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad L_o = 15,3466 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$L_a = 16,881 \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad V_{\text{дыма}} = 18,297 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

состав дыма, об. %: $CO_2 - 9,969$; $H_2O - 15,20$; $N_2 - 73,071$; $O_2^{\text{изб}} - 1,761$.

Таблица 6

Тепловой баланс на 1 м³ топливного газа иного состава

№	Статья прихода	Кол-во	Статьи расхода, кДж	Кол-во
1	Сгорание топлива, кДж	58 259,80	Нагрев нефти, кДж	32 301
2			Потери с отходящими газами, кДж	3 140,31
3			Потери через корпус печи, кДж	66,76
Итого	Приход, кДж	58 259,80	Расход, кДж	35 288,01

Дисбаланс пойдет на перегрев нефти при том же расходе газа.

Коэффициент газ/воздух для этого состава газа составил 1/16,838.

Из сравнения результатов, приведенных в таблицах 4 и 6, можно сделать вывод о разнице результатов при горении газов различного состава. Коэффициент газ/воздух (указан под таблицей) для двух этих составов значительно отличается.

Наиболее вероятно, что при постепенном изменении состава попутного нефтяного газа качество ведения процесса будет снижаться, оперативный персонал изменит количество подаваемого воздуха, ориентируясь на цвет пламени. Однако ручная подстройка неэффективна и требует изменять давление газа (уменьшить/увеличить его подачу), но чаще всего регулирующий клапан не позволяет этого сделать, так как программа ПИД регулятора работает по своему заданию, и оператор видит перегрев, но уменьшить давление газа не может без изменений в ПО.

Алгоритмы расчета теплового баланса и управления печью

Расчет теплового баланса для печи начинается с получения данных о составе попутного нефтяного газа. Получив эти данные, можно рассчитать соотношение воздуха к газу. После этого, взяв разницу температуры нефти на входе и заданную температуру, вычисляем количество газа, которое требуется на нагрев продукта.

Зная теплотери с отходящими газами и через стенки, можно определить, сколько газа и воздуха подавать на горелки. После этого сравниваем температуру нефти на выходе и уставку, после чего корректируем количество подаваемой топливной смеси. Корректировки по количеству газа и

воздуха производятся контурами регулирования, состоящими из регулируемого клапана и датчика давления (установлен на трубе, сразу после клапана). Алгоритм представлен на рисунке 2.

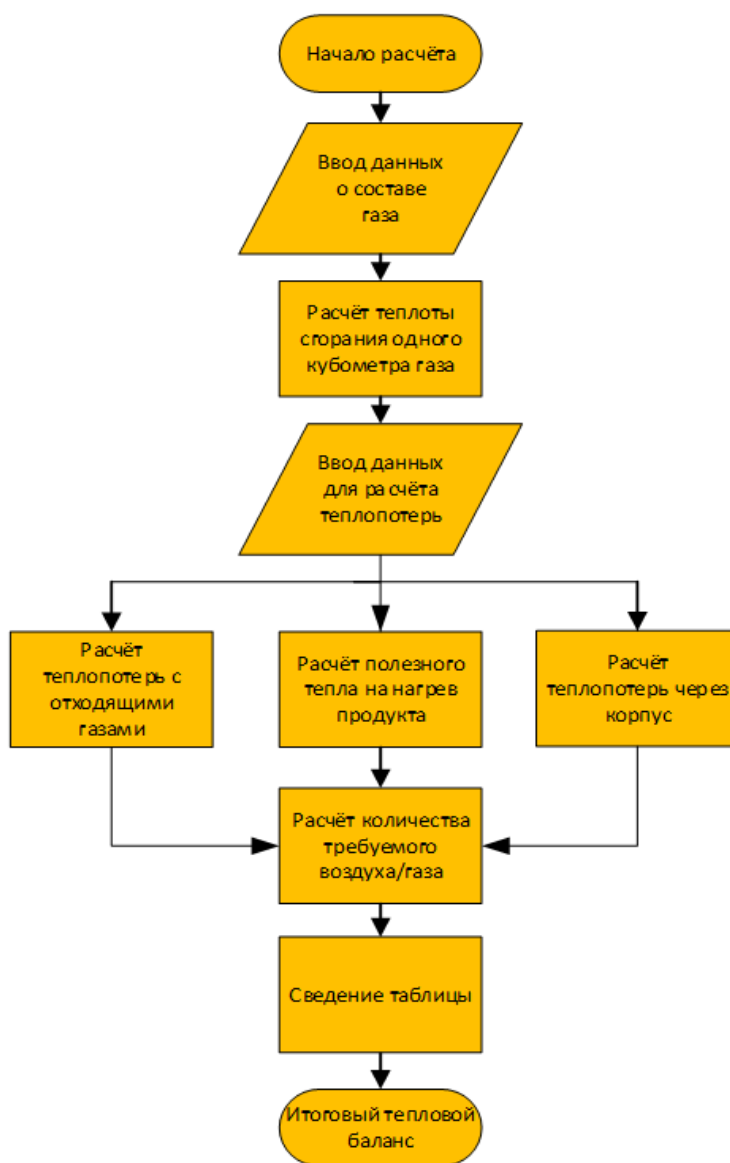


Рис. 2. Алгоритм расчета теплового баланса

Основой для создания алгоритма управления является расчет теплового баланса печи. Учитывая изменения химического состава попутного нефтяного газа, алгоритм выбирает оптимальное соотношение газ/воздух для оптимальной работы оборудования. Алгоритм представлен на рисунке 3. Актуальность рассматриваемой задачи и разработки подобных алгоритмов подтверждают работы [7, 8].



Рис. 3. Алгоритм управления работой печи

Выводы

Для решения поставленной задачи был рассчитан тепловой баланс печи и на его основании, как результат, был разработан алгоритм работы печи, включающий в себя корректировки по составу попутного нефтяного газа (периодические анализы газа), по количеству газ — воздух (корректировка по тепловому балансу печи), по объему проходящей нефти (расчет полезно затрачиваемого тепла).

При использовании предложенного алгоритма управления, основанного на тепловом балансе печи, повысится эффективность использования топлива, будут исключены факторы ручной подстройки оборудования, будет учитываться компонентный состав топлива.

Список источников

1. Сбор и подготовка нефти и газа. Технология и оборудование / А. Р. Хафизов, Н. В. Пестрецов, В. В. Чеботарев [и др.] ; под ред. А. Р. Хафизова, Н. В. Пестрецова, В. В. Шайдакова. — Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2002. — 475 с. — Текст : непосредственный.
2. Геология нефти и газа : учебник для вузов / Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин [и др.] ; под ред. Э. А. Бакирова. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Недра, 1990. — 240 с. — Текст : непосредственный.
3. Скобло, А. И. Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, / А. И. Скобло, И. А. Трегубова, Ю. К. Молоканов. — Москва : Химия, 2010. — 584 с. — Текст : непосредственный.
4. Арнольд, Кен Е. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти (= Surface production operations design of oil handling systems and facilities) / К. Арнольд, М. Стюарт ; пер. с англ. Фалалеев Б. Л. ; под ред. Паляя А. О. — 3-е изд. — Москва : Премиум Инжиниринг, 2011. — 752 с. — Текст : непосредственный.
5. Тинькова, С. М. Теплофизика и металлургическая теплотехника : учебное пособие / С. М. Тинькова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Сибирский федеральный университет, Институт цветных металлов и материаловедения. — Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2017. — 167 с. — Текст : непосредственный.
6. Прошкин, А. В. Теплотехника металлургического производства : учебное пособие / А. В. Прошкин, С. М. Тинькова ; Федеральное агентство по образованию, Сибирский федеральный университет, Институт цветных металлов и золота. — Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2007. — 144 с. — Текст : непосредственный.
7. Доу Чжэньхай. Самоадаптирующийся алгоритм нечеткого управления печью для нагрева сырой нефти с изменяемыми правилами наклона / Доу Чжэньхай. — Текст : непосредственный // Материалы Международного конгресса по образовательным информационным технологиям, 2010. — С. 122–124.
8. Разработка виртуального тренажера — имитатора возникновения аварийной ситуации — снижения расхода нагреваемого продукта в трубчатой нагревательной печи / А. М. Хафизов, Н. А. Кошелев, Д. А. Гумеров [и др.]. — Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. — 2016, № 10-3. — С. 576–580.

References

1. Khafizov, A. R., Chebotarev, V. V., Pestretsov, N. V., Shaydakov, V. V., Laptev, A. B., Bugay, D. E., ... & Chernova, K. V. (2002). Sbor i podgotovka nefiti i gaza. Tekhnolo-giya i oborudovanie. Ufa. Ufimskiy gosudarstvennyy neftyanoy tekhnicheskoy universitet Publ., 475 p. (In Russian).
2. Bakirov, E. A., Ermolkin, V. I., Larin, V. I., Mal'tsev, A. K., & Rozhkov, E. L. (1990). Geologiya nefiti i gaza. Moscow. Nedra Publ., 240 p. (In Russian).
3. Skoblo, A. I., Tregubova, I. A., & Molokanov Yu. K. (2010). Protsessy i apparaty neftepererabatyvayushchey i neftekhimicheskoy promyshlennosti. Moscow. Khimiya, Publ., 584 p. (In Russian).
4. Arnold, K., & Stewart, M. (2008). Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities, Elsevier. (In English).
5. Tin'kova, S. M. (2017). Teplofizika i metallurgicheskaya teplotekhnika. Krasnoyarsk. Sibirskiy federal'nyy universitet Publ., 167 p. (In Russian).
6. Proshkin, A. V. (2007). Teplofizika metallurgicheskogo proizvodstva : uchebnoe posobie. Krasnoyarsk, Sibirskiy federal'nyy universitet Publ., 144 p. (In Russian).
7. Dou Chzhen'khay. (2010). Samoadaptiruyushchiysya algoritm nechetkogo upravleniya pech'yu dlya nagreva syroy nefiti s izmenyaemymi pravilami naklona. Materialy Mezhdunarodnogo kongressa po obrazovatel'nym informatsionnym tekhnologiyam, pp. 122-124. (In Russian).
8. Khafizov, A. M., Koshelev, N. A., Gumerov, D. A., Kryshko, K. A., & Sidorov, D. A. (2016). The development of the virtual simulator — imitator of an emergency is to decrease the consumption of the heated product in a tubular heating furnace. Fundamental research, (10-3), pp. 576-580. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Смуйкас Роман Александрович, аспирант кафедры автоматизации производственных процессов в металлургии, Института цветных металлов, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

Пискажова Татьяна Валериевна, доктор технических наук, профессор кафедры автоматизации производственных процессов в металлургии Института цветных металлов, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

Тинькова Светлана Михайловна, кандидат технических наук, доцент кафедры общей металлургии Института цветных металлов, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

Roman A. Smuykas, Postgraduate at the Department of Production Process Automation in Metallurgy, Institute of Non-Ferrous Metals, Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Tatiana V. Piskazhova, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Production Process Automation in Metallurgy, Institute of Non-Ferrous Metals, Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Svetlana M. Tinkova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the General Metallurgy Department, Institute of Non-Ferrous Metals, Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Статья поступила в редакцию 04.12.2024; одобрена после рецензирования 09.01.2025; принята к публикации 14.01.2025.

The article was submitted 04.12.2024; approved after reviewing 09.01.2025; accepted for publication 14.01.2025.

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. Подрисуночные 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.
 - информация 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 (tumnig.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 indention — 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 — В. И. Карашлийска
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 3027.
Дата выхода в свет 05.05.25. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 7,54. Усл. печ. л. 13,73.

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 — Valeriya I. Karashliyska
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 3027.
Date of publishing 05.05.25. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 7,54. Conventional printed sheets 13,73.
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.