

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

5 (149)
Сентябрь — октябрь 2021

5 (149)
September — October 2021

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

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

Учредители журнала

Министерство науки и высшего
образования Российской
Федерации
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) им. И. М. Губкина
Тюменский индустриальный
университет
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет
Ухтинский государственный
технический университет
Альметьевский государственный
нефтяной институт

Редакция

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

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education
of the Russian Federation
National University of Oil and Gas
"Gubkin University"
Industrial University of Tyumen
Ufa State Petroleum Technological
University
Ukhta State Technical University
Almetyevsk State Oil Institute

Editorial office

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

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

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2021

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, работников научно-исследовательских и проектных институтов, инженерно-технический персонал нефтегазовых объединений и предприятий.

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

- **05.02.22** Организация производства (по отраслям) (технические науки)
- **25.00.07** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **25.00.10** Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (геолого-минералогические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **25.00.15** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **25.00.17** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **25.00.19** 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 journal is aimed at the academic staff, post-graduate students, university students, researchers and design institutes, engineering and technical staff of oil and gas associations and 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:

- **05.02.22** Production Engineering (by sectors) (technical sciences)
- **25.00.07** Hydrogeology (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.10** Geophysics, Geophysical Prospecting (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.12** Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.15** Drilling and Well Development Technology (technical sciences)
- **25.00.17** Development and Operation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **25.00.19** Construction and Operation of Oil and Gas Pipelines, Distribution Depots and Storages (technical sciences)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

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

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

Быков Игорь Юрьевич, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, 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

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

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

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

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

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой 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

Молдабаева Гульназ Жаксылыковна, д. т. н., академик КазНАЕН, ассоциированный профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алма-Ата, Республика Казахстан

Мартьянов Виктор Георгиевич, к. г.-м. н., д. э. н., профессор, ректор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., начальник центра по обработке и интерпретации дистанционных методов, филиал «Газпром недр НТЦ» ООО «Газпром недр», 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

Попов Иван Павлович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рогачев Михаил Константинович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Салаватов Тулпархан Шарабудинович, д. т. н., профессор, академик РАЕН, член-корреспондент Национальной академии наук Азербайджана, заведующий кафедрой нефтегазовой инженерии, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджанская Республика

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)

Цхадая Николай Денисович, д. т. н., профессор, президент, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

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

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, professor, 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

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

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

Igor Yu. Bykov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machines and Equipment of the Oil and Gas Industry, Ukhta State Technical University, Ukhta

Sergey I. Grachev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Arkadiy N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, 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

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

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

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

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

Ilya M. Kovenskiy, Doctor of Engineering, Professor, Head of 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

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

Victor G. Martynov, Candidate of Geology and Mineralogy, Doctor of Economics, Professor, Rector, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Head of the Center for Processing and Interpretation of Remote Sensing Methods, the branch "Gazprom nedra STC", Gazprom nedra LLC, 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

Ivan P. Popov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Mikhail K. Rogachev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg

Tulparkhan Sh. Salavatov, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Corresponding Member of the NAS of Azerbaijan, Head of the Department of Development and Exploitation of Oil Fields, Azerbaijan State Oil and Industry University, the Republic of Azerbaijan

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)

Nikolay D. Tskhadaya, Doctor of Engineering, Professor, President, Ukhta State Technical University, Ukhta

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

СОДЕРЖАНИЕ

Аржиловский А. В. Наша сила — в сотрудничестве, развитии и достижении результатов	9
---	---

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Горбачева О. А., Аксарин В. А., Зеленая А. А. Сравнение различных подходов построения куба литологии на примере месторождения Беджил	10
Елишева О. В., Мельникова М. Н., Кудрявцева М. М., Бабурина И. О. Особенности заполнения резервуаров углеводородами на территориях с низкой степенью зрелости нефтегазоматеринских пород (на примере юрских ловушек Уватского района)	21
Елишева О. В., Сосновских К. А. Опыт применения метода фрактального анализа для уточнения границ фациальных зон в свете внедрения цифровых технологий в процесс геологоразведочных работ	36
Маринов В. А., Агалаков С. Е., Глухов Т. В., Кудаманов А. И., Новосёлова М. Ю. Строение комплекса верхнемеловых отложений Западной Сибири	51
Новокрестьян А. В., Ракивченко Д. С., Игнатова Я. А., Мусатов И. В., Каримов И. И. Артефакты эффективных скоростей, обусловленные плавающим уровнем приведения, и способы их компенсации	69
Титенков А. С., Утяшев Ю. Н., Евдощук А. А., Белкина В. А., Грандов Д. В. Изучение геологического строения верхнеяковлевских отложений Тагульского месторождения в процессе обоснования эксплуатационного бурения	85
Фищенко А. Н., Шакиров Р. Р., Михеев Ю. В., Кулагин С. И., Михайлов И. А., Сокольникова А. А. Микроклиноформное строение пласта БТ₁₀ как фактор, контролирующий формирование газовых залежей юго-востока Ямало-Ненецкого автономного округа	98

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Агаркова А. А., Шебанкин С. Е., Тукаев М. А., Кармазин М. С. Итерационное моделирование как инструмент выбора геологической основы для гидродинамического моделирования и проектирования разработки	111
Громова Е. А., Заночуев С. А. Мониторинг состава продукции газоконденсатных скважин на основе данных исследований проб, отобранных с многофазных расходомеров	127

Дегтярева Т. Ю., Мигманов Р. Р. Комплексный подход к оценке эффективности уплотнения сетки скважин на Усть-Тегусском месторождении	140
Заночуев С. А., Пономарева Т. С., Громова Е. А., Поляков А. В., Мейер Р. В. Метод оценки массового содержания парафинов в ачимовских конденсатах на основе хроматографических данных	151
Зернин А. А., Зюзев Е. С., Сергеев А. С., Хисматуллин Р. М., Стариков М. А. Рекомендации по подбору конструкций многозабойных скважин в разных геологических условиях с учетом накопленного опыта	159
Костюченко С. В., Черемисин Н. А. Динамические фазовые проницаемости для расчета целиков нефти в цифровых моделях	168
Шульгин П. А., Рауданен Е. В., Шакиров Р. Р. Проблематика адаптации модели газоконденсатной залежи в условиях малого объема и низкой достоверности исходных данных	177

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Фоменко И. Ш., Садыков Т. И., Ядрышникова О. А., Гулевич И. В., Криволапова М. В., Шарапова И. С., Андреев А. С., Мазницына В. Г., Струговец В. О. Инструмент оперативной оценки экономической привлекательности синергетического развития газовых и газоконденсатных месторождений	188
--	------------

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	195
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	198

CONTENTS

Arzhilovskiy A. V. Our strength is cooperation, development and achievement of results	9
--	---

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Gorbacheva O. A., Aksarin V. A., Zelenaya A. A. Comparison of various lithology volumes building methods: a case study of the Bejil field	10
Elisheva O. V., Melnikova M. N., Kudrayvtseva M. M., Baburina I. O. Features of filling reservoirs with hydrocarbons in the territories with a low maturity of the oil and gas parent rocks (a case study of Jurassic hydrocarbon traps in the Uvat district)	21
Elisheva O. V., Sosnovskikh K. A. Experience in applying the method of fractal analysis to clarify the boundaries of facies zones when introducing digital technologies in the exploration process	36
Marinov V. A., Agalakov S. E., Glukhov T. V., Kudamanov A. I., Novoselova M. Yu. The Upper Cretaceous deposits structure of Western Siberia	51
Novokreschin A. V., Rakivnenko D. S., Ignatieva Ya. A., Musatov I. V., Karimov I. I. Effective velocities artifacts caused by floating datum and compensation methods	69
Titenkov A. S., Utyashev Yu. N., Evdoshchuk A. A., Belkina V. A., Grandov D. V. Comprehensive study of the geological structure Verkhneyakovlev deposits of the Tagul field in the process of justifications for operational drilling	85
Fischenko A. N., Shakirov R. R., Mikheev Yu. V., Kulagin S. I., Mikhailov I. A., Sokolnikova A. A. Microclinoform structure of the BT₁₀ horizon as a factor controlling the formation of gas fields in the southeastern part of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug	98

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Agarkova A. A., Shebankin S. E., Tukaev M. A., Karmazin M. S. Iterative modeling is as a tool for selecting a geological basis for hydrodynamic modeling and development design	111
Gromova E. A., Zanochev S. A. Monitoring the composition of gas condensate well streams based on samples taken from multiphase flow meters	127

Degtyareva T. Yu., Migmanov R. R. An integrated approach to evaluating the effectiveness of infill drilling of the Ust-Tegusskoye field	140
Zanochuev S. A., Ponomareva T. S., Gromova E. A., Polyakov A. V., Meir R. V. Method for estimating mass content of paraffins in Achimov condensates based on chromatographic data	151
Zernin A. A., Ziuzev E. S., Sergeev A. S., Khismatullin R. M., Starikov M. A. Recommendations for the multilateral wells design selection in various geological conditions based on lessons learned	159
Kostyuchenko S. V., Cheremisin N. A. Dynamic phase permeability for calculating oil locations in digital models	168
Shulgin P. A., Raudanen E. V., Shakirov R. R. The problem of adapting the gas-condensate reservoir model under conditions of a low volume and low reliability of the initial data	177

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

Fomenko I. S., Sadykov T. I., Yadryshnikova O. A., Gulevich I. V., Krivolapova M. V., Sharapova I. S., Andreev A. S., Maznitsyna V. G., Strugovets V. O. A tool for rapid assessment of the economic effect of synergistic development of gas and gas condensate fields	188
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	195
Manuscripts presentation requirements (In English)	198



*Наша сила —
в сотрудничестве,
развитии и достижении
результатов*

Уважаемые читатели, рад приветствовать вас на страницах научно-технического журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»!

На протяжении последних 20 лет Тюменский индустриальный университет и Тюменский нефтяной научный центр идут вместе по пути синергетического развития и достиже-

ния поставленных целей в области образования и науки.

Научные достижения и опыт сотрудников центра находят отражение в успешно защищенных диссертационных работах на базе советов Тюменского индустриального университета, что позволяет утверждать о формировании научных школ в области разработки месторождений, геологии и поиска месторождений.

Эксперты Тюменского нефтяного научного центра ведут лекции на профильных кафедрах вуза, делятся опытом на конференциях университета, являются членами диссертационных советов, а также входят в состав государственных экзаменационных комиссий.

За последние 5 лет Тюменский нефтяной научный центр принял в свои ряды более 70 молодых специалистов из числа выпускников Тюменского индустриального университета по следующим направлениям: геология, информационные технологии, нефтегазовое дело и пр.

Выпускники Тюменского индустриального университета на протяжении многих лет являются лидерами в формировании научной повестки центра, развитии профессиональных компетенций и запуске новых масштабных инновационных проектов, приоритетных для нефтегазового сектора.

На страницах данного номера журнала, посвященного научной деятельности Тюменского научного нефтяного центра, отражены результаты работ сотрудников в области обработки и интерпретации данных сейсморазведки 2D и 3D, интегрированного геолого-гидродинамического моделирования, обобщения геолого-геофизической информации, построения региональных геологических моделей и бассейнового моделирования, лабораторных исследований продукции газовых и газоконденсатных месторождений, проектирования систем разработки и проводки многозабойных скважин, и, несомненно, каждая статья вносит вклад в развитие научного потенциала Российской Федерации и ПАО «НК «Роснефть».

*С уважением,
Генеральный директор
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
А. В. Аржиловский*

**Сравнение различных подходов построения куба литологии
на примере месторождения Беджил**

О. А. Горбачева^{1*}, В. А. Аксарин¹, А. А. Зеленая²

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

²ООО «РН-Ближневосточная компания», г. Москва, Россия

*e-mail: oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. На примере месторождения Беджил приведено сравнение результатов построения 3D-кубов литологии различными способами, наиболее активно применяемыми в мировой практике. Куб коллектора является важной и неотъемлемой частью трехмерных геологических моделей, обуславливающей объем эффективной нефтенасыщенной части пласта. От качества геологической модели напрямую зависит представление об изучаемой геологической среде. Детально рассмотрены два варианта построения куба литологии. Первый способ более популярный в отечественной практике — построение куба литологии напрямую по результатам интерпретации материалов ГИС. Второй способ, являющийся более распространенным в мировой практике, заключается в построении куба фациальных обстановок и последующем распространении в резервуаре разных литотипов с учетом фациальных особенностей строения пласта. В зависимости от поставленных задач, стадии изученности и геологических особенностей месторождения подбирается наиболее оптимальный способ моделирования.

Ключевые слова: способы построения; куб литологии; параметр NTG; куб пористости; нефтенасыщенный объем

**Comparison of various lithology volumes building methods:
a case study of the Bejil field**

Oksana A. Gorbacheva^{1*}, Vladimir A. Aksarin¹, Alexandra A. Zelenaya²

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²RN Middle East Company LLC, Moscow, Russia

*e-mail: oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The Bejil field case study shows the comparison of 3D lithology volumes built by various methods, applied world-wide. A net-reservoir volume is

an important and integral part of 3D geological models, which determines the oil-net pay part of the reservoir. The quality of the geological model directly affects the concept of the studied geological environment. Two lithology volume options are considered in detail. The first method, which is more popular in domestic applications, involves building a lithology volume directly based on logging data interpretations. The second method, which is more widespread internationally, involves building a volume of facies environments followed by distributing various lithotypes in a reservoir taking into account the facies structural features. As a result, we made allowance for the tasks and geological features of the field and chose the best modeling method.

Key words: modeling methods; lithology volume; NTG parameter; porosity volume; oil saturated volume

Введение

Российские нефтегазовые компании активно работают на зарубежных рынках, реализуя проекты в сфере разведки и разработки месторождений углеводородов. Одним из важнейших плюсов для российских инвесторов при участии в международных проектах является получение доступа к опыту и технологиям, которые используют зарубежные партнеры.

Неотъемлемой составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов стало построение трехмерных геологических моделей нефтяных и газовых месторождений. Геологическая модель должна обеспечивать качественное представление об изучаемой геологической среде, то есть характеризовать пространственное размещение в объеме резервуара пород-коллекторов и неколлекторов, разного рода геологических нарушений, положение межфлюидных контактов, распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) [1, 2].

В данной работе рассмотрены различия способов построения кубов литологии, используемых при создании геологических 3D-моделей в российской и мировой практике на начальной стадии изученности.

Объект и методы исследования

В качестве изучаемых объектов использованы формации Готния и Наокелекан месторождения Беджил (юра), расположенного на территории северной части Ирака (район Иракского Курдистана).

Месторождение находится в Месопотамском краевом прогибе, вдоль складчатого пояса Загрос. Регион характеризуется чрезвычайно сложным тектоническим строением и очень высокой плотностью разломной тектоники с амплитудами смещения блоков до сотен метров [3].

Изучаемая территория относится к краевой части Аравийской плиты, которая значительную часть геологического времени пребывала в режиме пассивной тектонической окраины. Геологический разрез месторождения в основном составляют карбонаты и продукты их метаморфизма, а также другие отложения аквального или субаквального генезиса.

Отложения пластов Готния и Наокелекан представлены сложным полиминеральным составом [4, 5].

Палеообстановки формирования формации Наокелекан оцениваются от закрытого моря до прибрежно-морских. Разрез пласта Наокелекан сложен различными комбинациями доломита и кальцита.

Породы пласта Готния формировались в мелководно-морских палеообстановках с бассейном закрытого типа. Формация представлена мощной толщей ангидритов с тонким переслаиванием кальцита и ангидритистого кальцита [6].

При построении геологической модели месторождения Беджил учитывалась модель двойной пористости. В данной статье рассматривается построение только ее матричной составляющей как основы для всех последующих работ.

Создание геологической модели месторождения Беджил осуществлялось в соответствии с действующими нормативно-методическими документами^{1,2}, а также принятыми подходами к построению цифровой геологической модели [7–9]. Геологическая модель построена в программном комплексе Petrel (Shlumberger) в версии 2019.2 на основе детальной обработки, интерпретации и комплексного анализа всей имеющейся геолого-геофизической, гидродинамической и промысловой информации.

Куб литологии (коллектор/неколлектор) в описываемой работе построен двумя способами. Первый способ наиболее популярный в отечественной практике — построение куба литологии напрямую по результатам интерпретации материалов ГИС (РИГИС) [1, 2, 9]. В описываемом случае итоговый куб литологии был получен из параметра NTG с использованием трендовых карт песчанистости и последующей дискретизацией при помощи переменной отсечки. Данный способ помогает решить задачу получения объемов коллекторов, соответствующих необходимому значению, и может использоваться при адаптации геологической 3D-модели к материалам подсчета запасов. Это случается, когда геологическая модель строится по материалам выполненного ранее подсчета запасов, например, в рамках составления ПТД. В качестве достоинств такого подхода можно отметить возможность прямого контроля построения куба литологии с использованием различных комбинаций трендов (ГСР, карт толщин, прогнозных параметров и пр.) в соответствии с концептуальной моделью месторождения. Недостатком данного способа является отсутствие распределения литофаций и, как следствие, возможное искажение распределения ФЕС в объеме резервуара.

Второй способ, являющийся более распространенным в мировой практике, заключается в построении куба фациальных зон (обстановок) и последующем распространении в резервуаре разных литотипов с учетом фациальных особенностей строения пласта. Затем строится куб пористости, с учетом ее распределения в каждом типе и различных трендов при их наличии. И только затем по величине обоснованного для коллекторов гранич-

¹ РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / С. А. Жданов [и др.]. — Москва: Министерство энергетики РФ, 2000. — 60 с.

² Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья [Электронный ресурс]. — Москва: ФБУ «ГКЗ», 2014. — 100 с. — Режим доступа: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoesye>.

ного значения пористости осуществляется определение коллекторов как в скважинах, так и в межскважинном пространстве [1, 10]. Основным достоинством данного подхода является возможность максимально геологически согласованного распределения пористости с учетом фациальных и литологических особенностей строения пласта. По нашему мнению, недостатком второго способа может быть неполное соответствие полученного куба коллектор/неколлектор результатам интерпретации ГИС, которые выдают геофизики, используя комплекс критериев выделения коллекторов от прямых качественных признаков до численных граничных значений (например, Кп гр., Кво и т. д.).

Рассмотрим первый способ построения.

Для моделирования в качестве исходных были использованы следующие данные:

- кривая РИГИС коллектор/неколлектор;
- трендовые карты песчанистости;
- карты эффективных толщин по скважинам;
- геолого-статистические разрезы (ГСР) литологии по данным РИГИС.

Построение модели коллектора осуществлялось в два этапа.

На первом этапе для построения куба вероятности нахождения коллектора был использован метод петрофизического моделирования SGS (Sequential Gaussian simulation) параметра песчанистости с учетом 21 реализации. Поскольку на данной стадии изученности месторождения выявить детальные фациальные зоны в пределах месторождения не представляется возможным, а глобальные условия осадконакопления почти не меняются на большой площади, латеральные ранги моделирования были условно приняты превышающими среднее расстояние между скважинами с целью охвата всей области моделирования. При дальнейшем изучении месторождения будет уделено внимание детализации фациальных условий с целью уточнения границ фациальных зон, поскольку ранги моделирования должны быть напрямую связаны с размерами моделируемых геологических тел. Высокие значения горизонтальных рангов обусловлены спокойными условиями осадконакопления и отсутствием выявленных на месторождении рифоподобных структур. Вертикальный ранг моделирования подобран в результате вариограммного анализа исходных данных (табл. 1).

Таблица 1

Параметры вариограммы для литологии

Пласт	Вертикальный ранг, м
Готния	4
Наокелекан	4

Принятые значения рангов вариограмм позволили покрыть всю область моделирования, а также добиться хорошего сходства статистических показателей исходных и модельных данных.

Дискретизация осредненного куба литологии выполнялась при помощи плагина «Russian geology toolbox — 2d lateral trend» с использованием карт эффективных толщин, полученных на основании скважинных данных с

учетом концептуальной модели. В результате работы плагина по каждому столбу модели подбирается такая величина отсечки, при которой итоговая карта эффективных толщин соответствует трендовой карте.

Финальный параметр литологии полностью соответствует скважинным данным, достаточно хорошо согласуется с исходными трендами и достоверно отражает пространственное распределение коллектора каждого из продуктивных пластов.

Ниже приведены кроссплоты сопоставления трендовых карт эффективных толщин и карт, полученных из финального куба литологии (рис. 1), сопоставление ГСР (рис. 2).

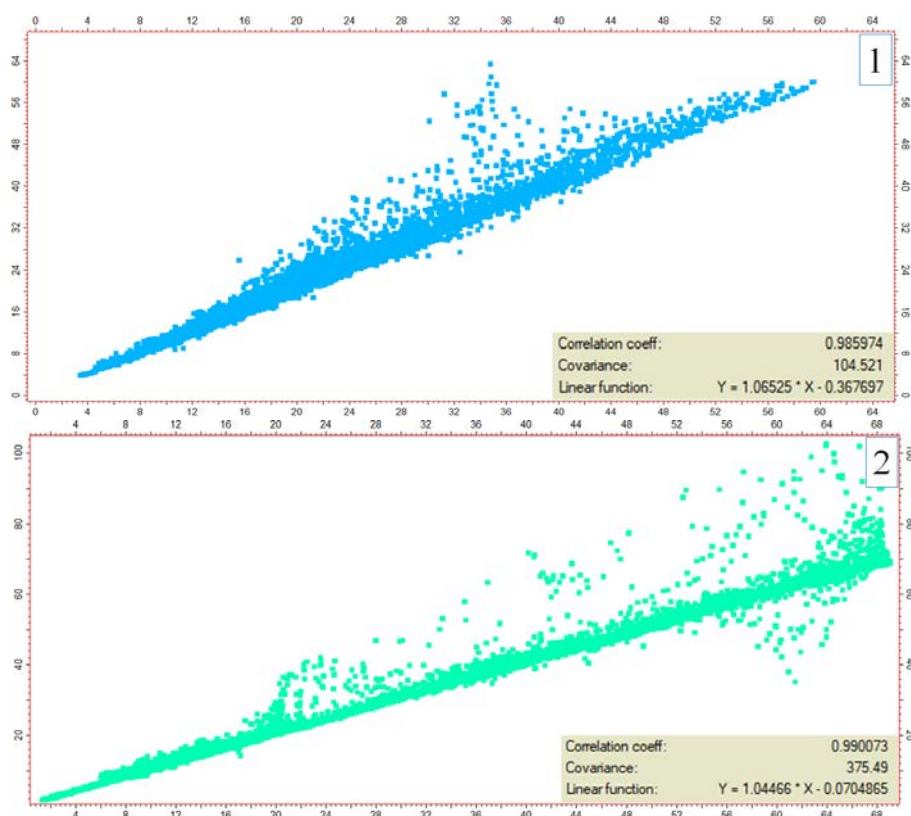


Рис. 1. Кроссплоты сопоставления трендовых карт эффективных толщин (ось X) и карт эффективных толщин с 3D-куба (ось Y) пластов Готния (1) и Наокелекан (2)

При реализации второго способа построения модели на данной стадии изученности месторождения не удалось получить детальной информации о фациальных особенностях строения месторождения. Поэтому этап построения куба фациальных обстановок был пропущен. Для построения куба NTG вторым способом сначала строился куб распространения минералов на основании объемно-минералогической модели ELAN.

В качестве исходных данных для моделирования использовались кривая РИГИС распределения минералов; трендовые карты долей минералов; геолого-статистические разрезы распределения минералов по скважинам.

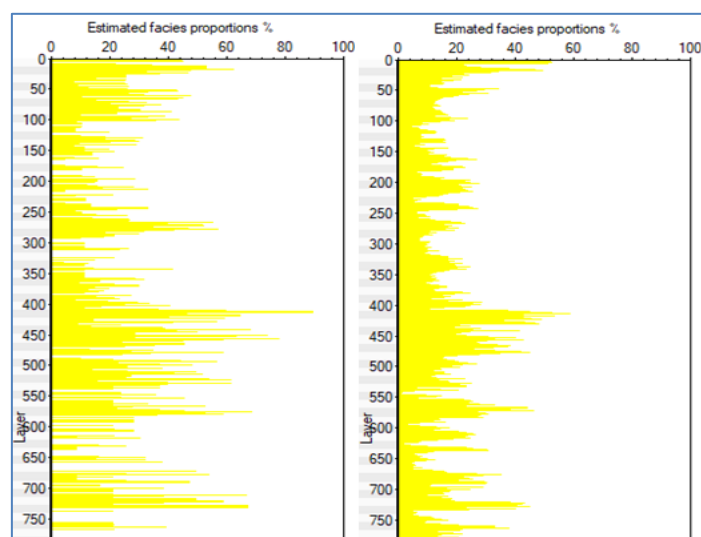


Рис. 2. Сопоставление ГСР по исходным данным (слева) и результатам моделирования (справа)

Для построения куба вероятности нахождения минерала в каждой ячейке 3D-сетки был использован метод фациального моделирования SGS (Sequential Gaussian simulation) с учетом 21 реализации. Горизонтальные ранги вариограмм, как и в первом способе, на основании анализа имеющейся информации были условно приняты превышающими среднее расстояние между скважинами. Вертикальный ранг моделирования подбирался в результате вариограммного анализа исходных данных (табл. 2).

Таблица 2

Параметры вариограммы для куба минералов

Пласт	Наименование и код минерала	Вертикальный ранг, м
Готния	1 — кальцит	3
	2 — ангидритистый кальцит	4
	3 — доломитистый кальцит	6
	4 — ангидрит	4
	5 — доломит	2
Наокелекан	1 — кальцит	4
	3 — доломитистый кальцит	5
	5 — доломит	2

Сечение куба распределения минералов в объеме исследуемых пластов приведено на рисунке 3. Затем строился куб пористости с учетом ее пространства в каждом типе пород.

Исходной информацией для моделирования куба пористости послужила скважинная информация (кривая значений коэффициента пористости по всему интервалу продуктивного разреза).

Куб пористости рассчитан методом петрофизического моделирования (Kriging) с применением ряда трансформаций исходных данных: в качестве горизонтального тренда — учет закономерности изменения пористости в пределах пластов (Directional data trend) и использование 1D-тренда распределения

пористости с учетом минералогического состава отложений (General distribution) для каждого пласта (рис. 4). Применение детерминистического подхода при распространении пористости обусловлено отсутствием на данном этапе изучения месторождения информации о резких изменениях фациальных зон.

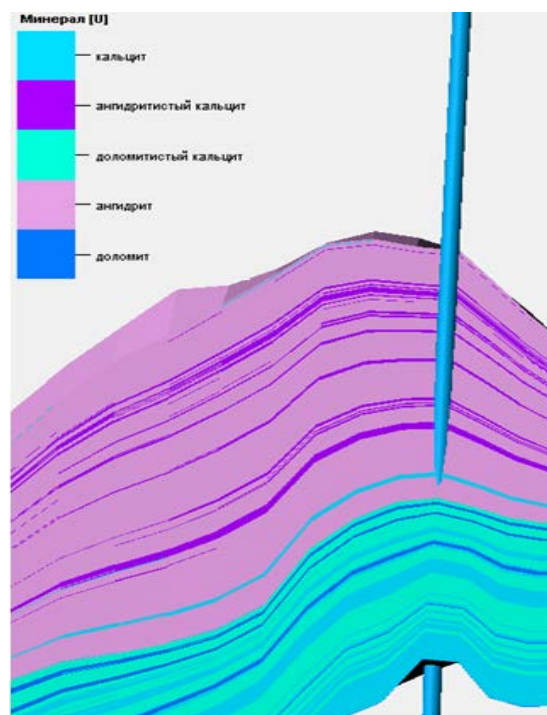


Рис. 3. Схематический разрез куба распределения минералов

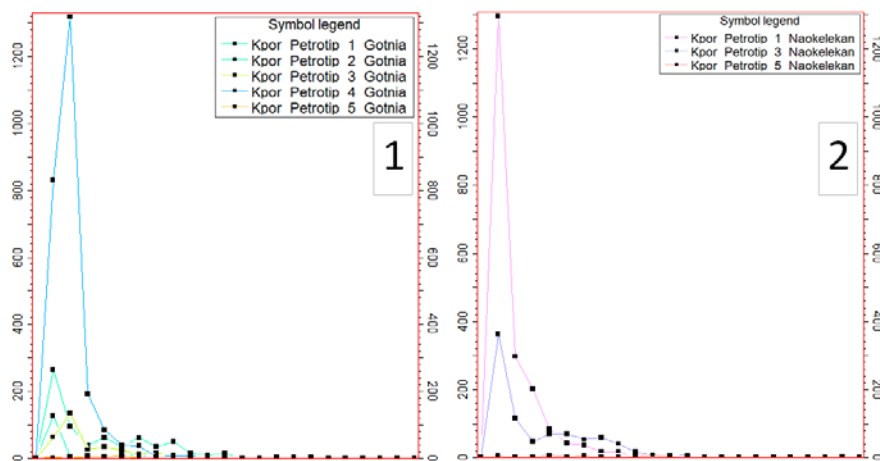


Рис. 4. Графики распространения пористости с учетом минералогического состава отложений для пластов Готния (1) и Наокелекан (2)

Полученные результаты расчетов удовлетворяют требуемым критериям, что отражено в процессе контроля качества распространения значений пористости (рис. 5).

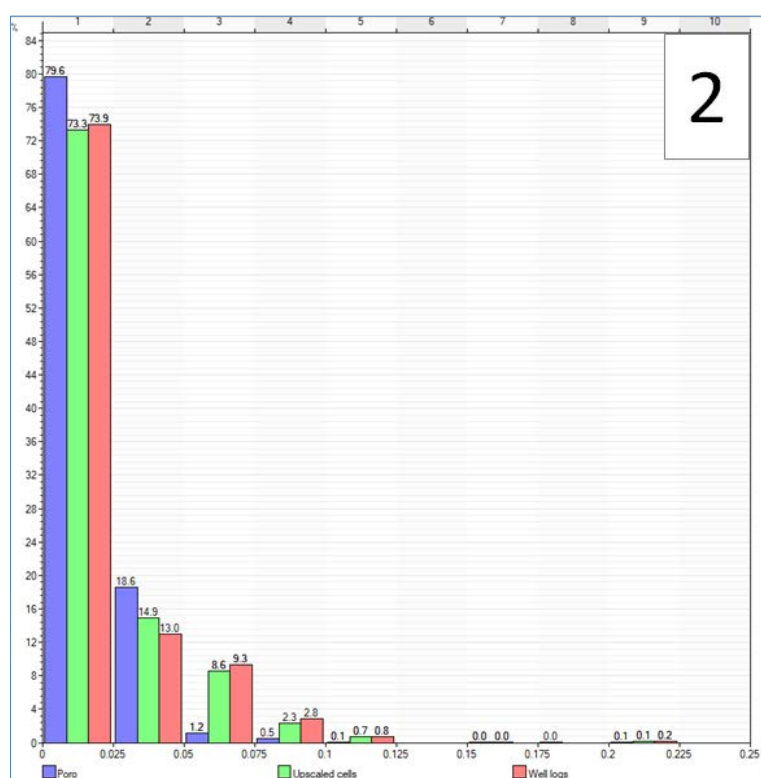
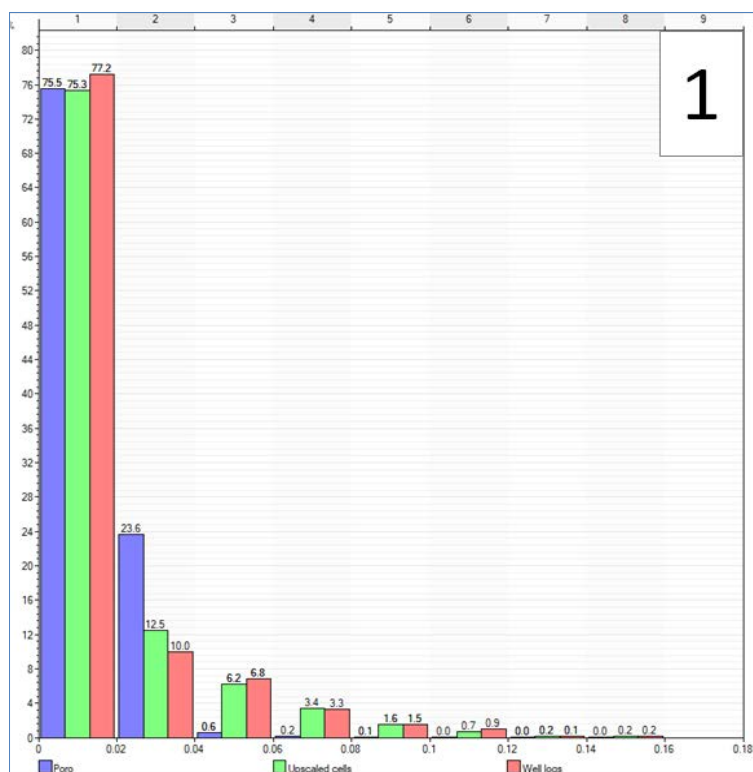


Рис. 5. Гистограммы распределения Кп по РИГИС, ВВ и 3D-кубу по пластам Готния(1) и Наокелекан(2)

Итоговый куб литологии получен в калькуляторе через отсечку куба пористости по величине граничного значения, принятого для коллектора и составляющего 3 %.

Сравнение кубов литологии, построенных первым и вторым способами, наглядно показано на рисунке 6.

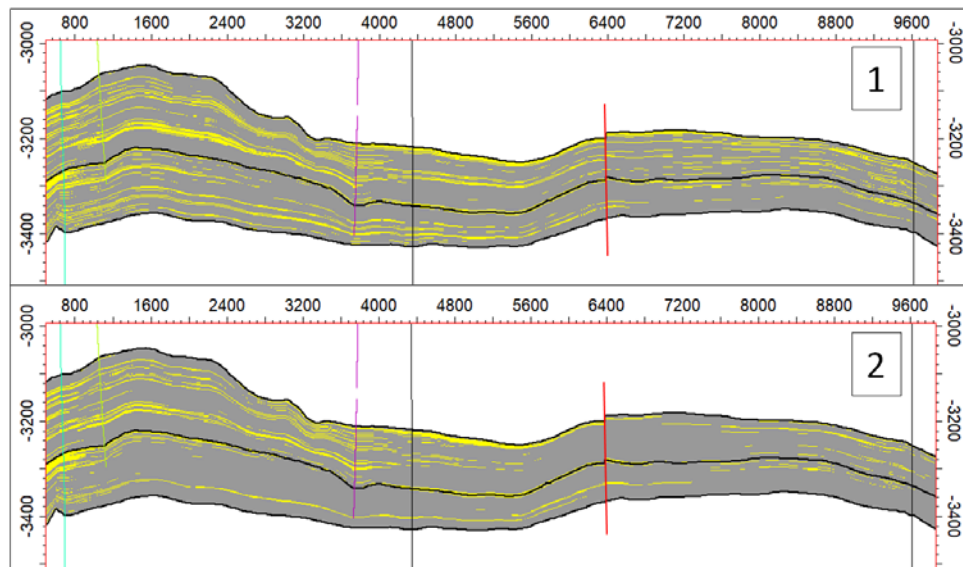


Рис. 6. Сравнение кубов литологии (коллектор/неколлектор), построенных первым и вторым методами

Результаты и обсуждение

Как показал анализ, несмотря на одинаковые исходные данные, полученные кубы имеют отличия. Куб, построенный по первой методике, содержит существенно больший объем коллектора и при одном и том же уровне водонефтяного контакта существенно больший нефтенасыщенный объем (табл. 3). Более того, при анализе данных испытаний и керновых данных по пласту Готния сделан вывод о крайне низком добычном потенциале этих отложений, что не позволяет увеличить нефтеносные объемы по пласту. Таким образом, результаты, полученные вторым способом, являются более приближенными к фактическим.

Таблица 3

Сопоставление нефтенасыщенных объемов

Пласт	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³		Изменение, %
	Вариант 1	Вариант 2	
Готния	383 745	219 497	43
Наокелекан	158 946	142 346	10
Итого	542 691	361 843	33

Выводы

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в зависимости от задач, для решения которых создается 3D-модель, и полноты исходной информации исполнитель выбирает и обосновывает способ получения куба литологии. Первый способ построения литологии с использованием трендовых карт песчаности является более гибким и удобным для достижения необходимого объема коллектора, но при этом почти не учитываются фациальные особенности строения пластов. Такой способ удобно применять для построения геологических 3D-моделей на ранних стадиях изученности месторождения или под утвержденные величины запасов при создании ПТД. Второй способ позволяет получать геологически обоснованный результат, учитывающий литолого-фациальные особенности строения пластов, но в этом случае для получения достоверного результата требуется больший объем исходной информации, иначе затруднен контроль соответствия данных по скважинам и результатов построений.

Для рассматриваемого месторождения, с учетом литологического разнообразия пород и отсутствия задачи воспроизведения конкретных объемов породы, более приемлемым оказался второй способ. По мере получения информации геологическая модель месторождения будет уточняться.

Библиографический список

1. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – Москва : ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с. – Текст : непосредственный.
2. Закревский, К. Е. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров : обзор. / К. Е. Закревский, А. С. Кундин. – Москва : ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с. – Текст : непосредственный.
3. Le Garzic, E. Evolution of the NW Zagros Fold-and-Thrust Belt in Kurdistan Region of Iraq from balanced and restored crustal-scale sections and forward modeling / E. Le Garzik, J. Verges, F. Sapin [et al.]. – DOI 10.1016/j.jsg.2019.04.006. – Direct text // Journal of Structural Geology. – 2019. – Vol. 124. – P. 51–69.
4. Ali, S. Tectono-stratigraphy and structure of the northwestern Zagros collision zone across the Iraq-Iran border / S. Ali, M. Mohajjel, K. Aswad [et al.]. – Text : electronic // Journal of Environment and Earth Science. – 2014. – P. 92–110. – URL: <https://ro.uow.edu.au/cgi/viewcontent.cgi?article=3076&context=smhpapers> (data of application: 13.10.2021).
5. Geologic evolution of the Iraqi Zagros, and its influence on the distribution of hydrocarbons in the Kurdistan region / J. M. English, G. A. Lunn, L. Ferreira, G. Yacu. – DOI 10.1306/06271413205. – Direct text // AAPG Bulletin. – 2015. – Vol. 99, Issue 2. – P. 231–272.
6. Liu, Ch. Recommendation for A Practical Log-based Stratigraphic Framework for the Kurdistan Region of Iraq / Ch. Liu, R. Alway, D. J. Moreton [et al.]. – Text : electronic // Search and Discovery. – 2017. – URL: https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/30487liu/ndx_liu.pdf.html (data of application: 13.10.2021).
7. Белозеров, В. Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов : учебное пособие / В. Б. Белозеров. – Томск : ЦППС НД ТПУ, 2008. – 143 с. – Текст : непосредственный.
8. Гладков, Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа : учебное пособие / Е. А. Гладков ; Министерство образования и науки, Томский политехнический университет. – Томск : ТПУ, 2012. – 99 с. – Текст : непосредственный.
9. Особенности построения трехмерных геологических моделей в клиноформных отложениях на примере залежи горизонта БС10_2-3 Тевлинско-Русскинского месторождения / А. Б. Сметанин, В. Г. Щергин, Е. А. Щергина [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2009. – № 21. – С. 9–15.

10. Бочков, А. С. Комплексирование данных геологии, петрофизики и разработки при моделировании сложнопостроенных коллекторов / А. С. Бочков, Р. Р. Галеев. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2011. – № 4 (25). – С. 6–9.

References

1. Zakrevskiy, K. E. (2009). *Geologicheskoe 3D modelirovanie*. Moscow, IPTS Maska LLC Publ., 376 p. (In Russian).
2. Zakrevskiy, K. E., & Kundin, A. S. (2016). *Osobennosti geologicheskogo 3D modelirovaniya karbonatnykh i treshchinnykh rezervuarov*. Moscow, Belyi Veter LLC Publ., 404 p. (In Russian).
3. Le Garzic, E., Vergés, J., Sapin, F., Saura, E., Meresse, F., & Ringenbach, J. C. (2019). Evolution of the NW Zagros Fold-and-Thrust Belt in Kurdistan Region of Iraq from balanced and restored crustal-scale sections and forward modeling. *Journal of Structural Geology*, 124, pp. 51-69. (In English). DOI: 10.1016/j.jsg.2019.04.006
4. Ali, S., Mohajjel, M., Aswad, K., Ismail, S., Buckman, S., & Jones, B. (2014). Tectono-stratigraphy and structure of the northwestern Zagros collision zone across the Iraq-Iran border. *Journal of Environment and Earth Science*, pp. 92-110. (In English). Available at: <https://ro.uow.edu.au/cgi/viewcontent.cgi?article=3076&context=smhpapers>
5. English, J. M., Lunn, G. A., Ferreira, L., & Yacu, G. (2015). Geologic evolution of the Iraqi Zagros, and its influence on the distribution of hydrocarbons in the Kurdistan region. *AAPG Bulletin*, 99(2), pp. 231-272. (In English). DOI: 10.1306/06271413205
6. Liu, Ch., Alway, R., Moreton, D. J., Samarrai, A., & Hmasalih, F. (2017). Recommendation for A Practical Log-based Stratigraphic Framework for the Kurdistan Region of Iraq. *Search and Discovery*. (In English). Available at: https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/30487liu/ndx_liu.pdf.html
7. Belozorov, V. B. (2008). *Lovushki nefti i gaza, modelirovanie zalezhey uglevodorodov*. Tomsk, TSPPS ND TPU, 143 p. (In Russian).
8. Gladkov, E. A. (2012). *Geologicheskoe i gidrodinamicheskoe modelirovanie mestorozhdeniy nefti i gaza*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 99 p. (In Russian).
9. Smetanin, A. B., Shhergin, V. G., Shhergina, E. A., Skachek, K. G., Shajhutdinov, A. N., & Oserskaya, Yu. A. (2009). Osobennosti postroeniya trekhmernykh geologicheskikh modeley v klinoformnykh otlozheniyakh na primere zalezhi gorizonta BS10_2-3 Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, (21), pp. 9-15. (In Russian).
10. Bochkov, A. S., & Galeev, R. R. (2011). Integration of geological, petrophysical and development data during the modeling of complex formations. *Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (4(25)), pp. 6-9. (In Russian).

Сведения об авторах

Горбачева Оксана Александровна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru

Аксарин Владимир Анатольевич, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Зеленая Александра Александровна, геолог, ООО «РН-Ближневосточная компания», г. Москва

Information about the authors

Oksana A. Gorbacheva, *Chef Specialist*, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru

Vladimir A. Aksarin, *Expert*, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Alexandra A. Zelenaya, *Geologist*, RN Middle East Company LLC, Moscow

УДК 553.98 (571.1)

**Особенности заполнения резервуаров углеводородами на территориях
с низкой степенью зрелости нефтегазоматеринских пород
(на примере юрских ловушек Уватского района)**

О. В. Елишева^{1*}, М. Н. Мельникова¹, М. М. Кудрявцева¹, И. О. Бабурина²

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

²ООО «РН-Уватнефтегаз», г. Тюмень, Россия

*e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Данная статья посвящена результатам анализа геологических факторов, оказавших наибольшее влияние на заполнение на территории Уватского района юга Тюменской области юрских ловушек углеводородами. По результатам палеотектонического анализа установлены три основных этапа структурных перестроек отложений осадочного чехла. Каждый этап характеризовался не только появлением новых ловушек в интервале юрских отложений, но погружением на определенную глубину баженовской свиты. Несмотря на хороший генерационный потенциал, на большей территории Уватского района баженовская свита не успела в полной мере его реализовать. Установлено, что в центральных и восточных районах она вошла в главную зону нефтеобразования только в палеогене. Поскольку развитие рельефа современных структурных планов юрских отложений на этой территории происходило в несколько этапов, и образование ловушек, и латеральная миграция углеводородов (УВ) происходили поэтапно. В результате совместное влияние латеральной миграции УВ и этапного формирования локальных структур в разных районах Увата привели к выборочному заполнению юрских ловушек УВ.

Ключевые слова: тектонические перестройки; бассейновое моделирование; насыщение ловушек углеводородами; геологические риски

**Features of filling reservoirs with hydrocarbons in the territories with a low
maturity of the oil and gas parent rocks (a case study of Jurassic
hydrocarbon traps in the Uvat district)**

**Olga V. Elisheva^{1*}, Maria N. Melnikova¹, Maria M. Kudrayvtseva¹,
Irina O. Baburina²**

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²RN-Uvatneftegaz LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article is devoted to the results of an analysis of geological factors that had a great influence on the filling of Jurassic traps with hydrocarbons. Based on the results of paleotectonic analysis, three key stages of reconstructions of the structural plans of sedimentary cover deposits were identified. Each stage was characterized not only by the appearance of new traps in the interval of Jurassic deposits, but also by the sinking of rocks of Bazhenov formation to a certain depth. It is revealed that in most of the territory of the Uvat district, Bazhenov formation didn't have time to fully realize its hydrocarbon-generating potential. In

the Central and Eastern regions it entered the main zone of oil formation only in the Paleogene. Since the development of the relief of modern structural plans of Jurassic deposits in this area occurred in several stages, both the formation of traps and the lateral migration of hydrocarbons also occurred in stages. The first stage of migration occurred at the boundary of the lower and upper Cretaceous, the second stage occurred at the beginning of the Paleogene. As a result, the combined influence of lateral migration of hydrocarbons and the gradual formation of local structures in different areas of the Uvat district led to selective filling of Jurassic hydrocarbon traps.

Key words: stages of structural changes; basin modeling; flooding of hydrocarbon traps; geological risks

Введение

Согласно осадочно-миграционной теории происхождения нефти [1], наличие залежей углеводородов (УВ) в большинстве нефтегазоносных бассейнов напрямую зависит от сочетания следующих основных четырех факторов: наличия нефтегазоматеринских пород (НГМП) как источника УВ; наличия ловушек (резервуаров) с высокой емкостью коллекторов; наличия непроницаемых толщ экранов; путей вертикальной и латеральной миграции нефти и газа. При отсутствии или низких показателях одного из основных факторов перспективы территории относительно углеводородного потенциала сильно снижаются, а проведение геологоразведочных работ (ГРП) на таких территориях сопряжено с большими геологическими рисками. Кроме того, в ряде случаев критическое значение имеет фактор сохранности залежей УВ.

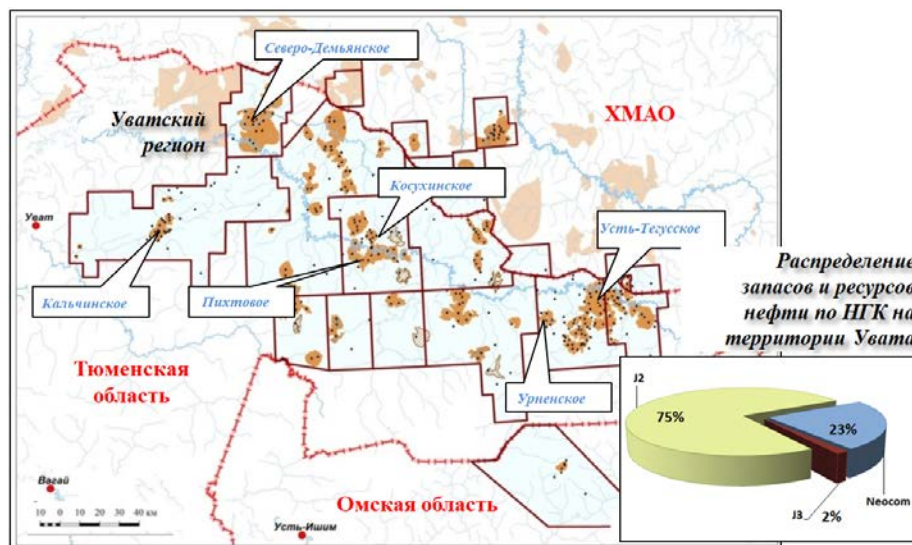


Рис. 1. Обзорная карта Уватского района юга Тюменской области

На лицензионных участках Уватского района юга Тюменской области основной объем ресурсного потенциала УВ сосредоточен в основном в трех стратиграфических интервалах осадочного чехла: среднеюрском — пласты Ю₂–Ю₄ тюменской свиты; верхнеюрском — пласт Ю₁ васюганской

и пласт Ю₀ баженовской свит; нижнемеловом — пласты БС₆–БС₉ усть-балыкской и пласты БС₁₀–БС₁₂ сортымской свит. На долю юрских отложений приходится до 77 % открытых залежей УВ и основной объем ресурсного потенциала этой территории [2] (рис. 1).

На территории Уватского района Тюменской области резервуары тюменской свиты представлены коллекторами континентального и переходно-континентального генезиса. Из-за дефицита большого объема скважинных данных на поисковой стадии ГРП поиск залежей УВ в отложениях такой фациальной природы связан с большими трудностями.

Еще одним осложняющим фактором является удаленность большей части территории Уватского района от очага активной генерации УВ нефтематеринской толщи Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ) — баженовской свиты. Учитывая эти обстоятельства, чтобы снизить риски по поисково-разведочному бурению, на территории Увата выполняется оценка вероятности успешности бурения путем анализа основных четырех геологических факторов [2–4], среди которых риск на «заполненность резервуаров УВ» в последние годы является одним из ключевых [5] (рис. 2).

Анализ нефтеносности разбуренных структур в юрском интервале разреза относительно регионального уровня нефтеносности тюменских отложений показал следующее. В одних ловушках залежи УВ сохранились до сегодняшнего дня, и они заполнены до «замка» структуры. В других ловушках гипсометрия залегания залежей нефти оказалась выше, чем предполагалось по тренду регионального водо-нефтяного контакта (ВНК) [6, 7].

В третьем случае произошло расформирование залежей, поскольку резервуары вскрыты водоносными, хотя в керне скважин встречаются так называемые следы «миграции УВ».

Также встречаются ловушки, которые в современном плане гипсометрически расположены в интервале доказанной бурением нефтеносности, при этом вскрыты водонасыщенными.

Таким образом, изучение всех геологических факторов, которые использовались для оценки риска по «незаполнению ловушек» нефтью, показало следующее.



Рис. 2. Схема определения геологической успешности в ПАО «НК «Роснефть» [4]

Для территорий, таких как Уватский район юга Тюменской области, использование только тренда регионального ВНК [2, 4] без учета времени нахождения баженовской свиты в главной зоне нефтегазонакопления и этапов формирования юрских структурных ловушек в разных районах приводит к ошибкам при прогнозе насыщения резервуаров УВ и, как следствие, к неуспешному бурению поисково-разведочных скважин [2, 4].

Методика анализа заполнения ловушек УВ на территориях с низкой степенью зрелости НГМП

Как отмечалось ранее, нефтегазоносность осадочного чехла зависит от благоприятного сочетания многих геологических факторов: это и процессы формирования УВ в виде скоплений жидких и газообразных флюидов, и процессы времени их эмиграции из нефтегазоматеринских пород, и время формирования ловушек как потенциальных резервуаров [1].

Во многих бассейнах синеклизного типа перечисленные факторы контролируются, как правило, двумя основными процессами: эволюцией тектонического развития территории, а именно количеством этапов значимых структурных тектонических перестроек, и скоростью погружения толщ на глубину, а также эволюцией флюидодинамических систем бассейна.

На рисунке 3 приведена схема изучения авторами геологических факторов, которые использовались для понимания всесторонней картины механизма заполнения выявленных и неопределенных ловушек в юрских отложениях на территории Уватского района юга Тюменской области [2, 6].



Рис. 3. Схема геологических факторов, влияющих на заполнение ловушек УВ на территориях с низкой зрелостью НГМП [6]

Исходя из истории геологического развития интервала осадочного чехла на протяжении всего мезозойско-кайнозойского этапа осадконакопления установлено, что на современную нефтеносность юрского и неокомского

интервалов разреза данного района оказывали влияние не только конседиментационные, но и постседиментационные процессы.

При изучении геологических факторов к конседиментационным отнесены два основных: это морфология, точнее размеры потенциальных ловушек УВ, которые существовали на время основных этапов миграции УВ, и качество и зрелость отложений баженовской свиты «*in situ*».

Статистическая обработка данных по сопоставлению размеров юрских ловушек с современной заполненностью их УВ показала, что локальные поднятия амплитудой менее 30 м на территории Уватского района часто вскрываются водоносными. Эта величина использована как граничное значение минимально необходимой высоты (амплитуды) структур для заполнения юрских ловушек УВ на каждом этапе значимых перестроек структурных планов юрских отложений, протекавших на протяжении мезозоя — кайнозоя. Учитывая широтную направленность геодинамической активности тектонических движений на данной территории, а именно очередность вовлечения разных районов Увата в активное погружение по направлению с запада на восток, на каждом тектоническом этапе было установлено общее количество структурных ловушек, которые потенциально могли заполняться во время основных этапов миграции УВ.

Чтобы понять степень влияния структурного фактора на заполненность юрских резервуаров УВ, важной составляющей является территориальное положение ловушек относительно площади дренирования, которая является, по сути, общей территорией нефтесбора или зоной нефтегазонакопления. В структурном отношении такие зоны контролируются крупными замкнутыми тектоническими структурами I–II порядка. Например, расположение поднятий (с оптимальными размерами для заполнения) на склонах крупных структур, находящихся на путях латеральной миграции основного потока УВ (на территории Увата это западные и северные склоны мегавалов), считается положительным фактором, определяющим не просто заполнение ловушек нефтью, а заполнение их до «замка» структуры. При этом ловушки, которые во время активной латеральной миграции УВ находились на удаленных склонах (на территории Увата это, как правило, восточные и южные склоны мегавалов) имеют вероятность неполного заполнения, поэтому считаются более рискованными, что не всегда учитывается при оценке их ресурсного потенциала [5–7].

Как отмечено выше, к факторам, связанным с конседиментационными процессами, также отнесены качество и зрелость НГМП «*in situ*».

Несмотря на неплохой нефтегенерационный потенциал баженовской свиты в разных районах Увата она не успела полностью его реализовать [8–10]. Поэтому наличие на этой территории открытых нефтяных залежей в зоне, где баженовская свита считается незрелой, объясняется за счет латеральной миграции УВ из южных районов ХМАО — Югры [8, 9]. Таким образом, учитывая это обстоятельство, вопросы изучения этапов погружения пород баженовской свиты на глубины, соответствующие главной зоне нефтеобразования, и удаленность структур от очага активного формирования УВ являются очень важными.

К постседиментационным факторам отнесен, по сути, только один — это сохранность нефтяных залежей, который складывается из анализа двух со-

ставляющих. Первая — наличие разломов, осложняющих юрские ловушки, и время их активизации после формирования залежей. Вторая — влияние на сохранность залежей тектонических движений, протекавших на территории Западно-Сибирского бассейна в начале палеогена в неотектонический этап.

Согласно результатам испытаний, на территории Уватского района большая часть юрских ловушек имеет гидродинамически единый (в рамках одной локальной структуры) резервуар. При этом имеется часть ловушек, в которых гидродинамическая связь отсутствует, другими словами, их резервуары имеют изолированно блоковое строение.

Также имеется группа ловушек, в которых резервуар гидродинамически един, однако залежи УВ в таких ловушках отсутствуют, что предполагает влияние на гидродинамическую целостность таких резервуаров процессов дизъюнктивной тектоники, происходившей на рубеже мелового и палеогенового периодов [6].

Так как на современную гипсометрию залегания залежей УВ активное влияние оказывали тектонические движения, происходившие на протяжении всего мезозойско-кайнозойского периода, в ходе работы сначала анализировался палеотектонический фактор, затем эти данные совмещались с результатами бассейнового моделирования.

История формирования тектонических структур разного порядка на территории Уватского района юга Тюменской области

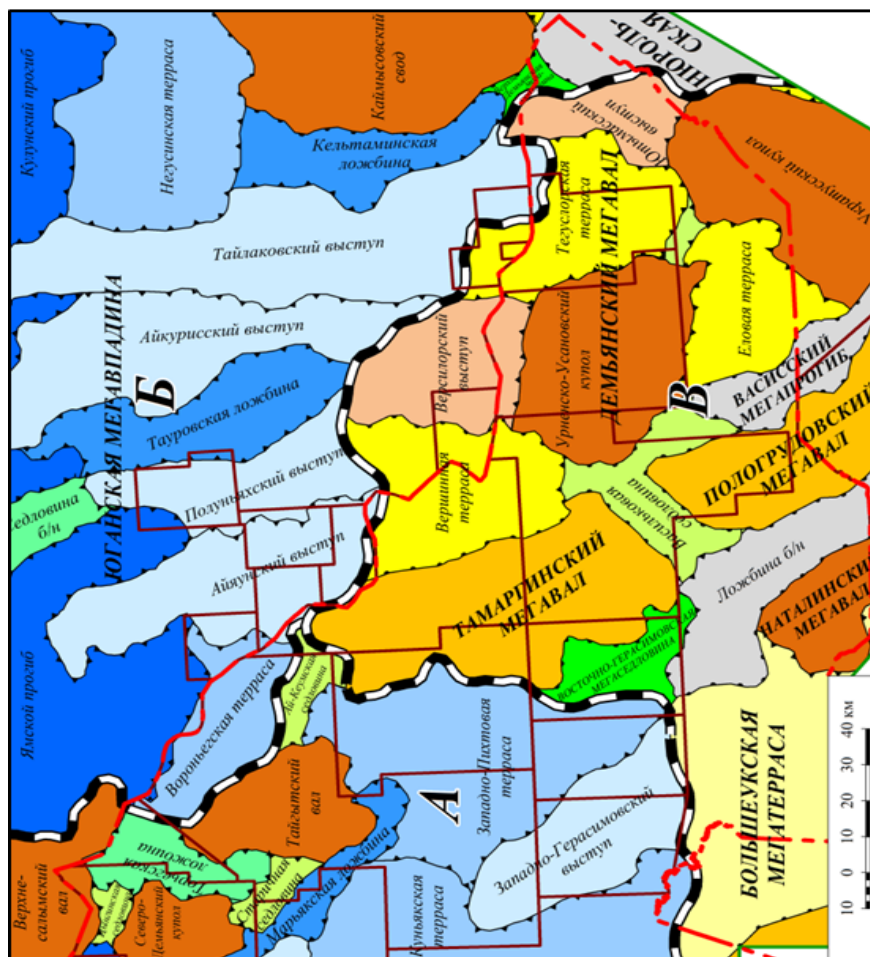
В тектоническом отношении на территории Уватского района юга Тюменской области в интервале осадочного чехла выделяется несколько тектонических структур I–II порядка, крупными из которых считаются Верхнедемьянский, Пологрудовский и Тамаргинский мегавалы (рис. 4).

Поскольку территория Уватского района юга Тюменской области является частью Западно-Сибирского плиты, она испытала в разной степени влияние всех крупных геодинамических циклов, протекавших в мезозойско-кайнозойский этап осадконакопления в этом бассейне.

По мнению многих ведущих специалистов по тектонике ЗСБ [11–13], в геодинамическом развитии этого бассейна в мезозое и кайнозое выделяется несколько крупных циклов, из которых наиболее значимыми для территории Уватского района являются следующие: конец юрской эпохи, раннемеловое время, позднемеловая эпоха и первая половина палеогена [6].

Так как территория Уватского района находится почти на периферии бассейна, каждый последующий геодинамический цикл оказывал на нее все меньшее влияние. Поэтому на завершающем неотектоническом этапе, когда основные тектонические перестройки структурных планов происходили в районе Гыданского и Ямальского полуостровов [12, 13], на территории Уватского района активность проявилась только в тектонически мобильных зонах.

Самый первый геодинамический цикл, который оказал влияние на формирование юрских ловушек на описываемой территории, пришелся на первую половину мела. В это время в активное прогибание были вовлечены в основном западные районы Увата, территориально близкие к южным районам ХМАО — Югры (районы Западно-Пихтовой террасы, Ай-Кеумской седловины и другие структуры II порядка) (рис. 5).



Классификация структур	Структуры I порядка					
	положительные		переходные		отрицательные	
	замкнутые (сады, мегавалы)	полузамкнутые (мега-выступы)	уплощенные (мега-рассы, мезоэно-клинии)	стывочные (мега-сидловы)	полузамкнутые (мега-лобы)	замкнутые (мега-впадины, мега-прогибы)
Структуры II порядка	нерайонированные					
	положительные			переходные		
	замкнутые (кулоны, впадины)	полузамкнутые (выступы)	уплощенные (террасы)	стывочные (сидловы)	полузамкнутые (лобы)	замкнутые (впадины, котловины, мульды)

Рис. 4. Фрагмент тектонической карты мезозойских отложений Уватского района и прилегающих территорий (ООО «ТННЦ», 2014)

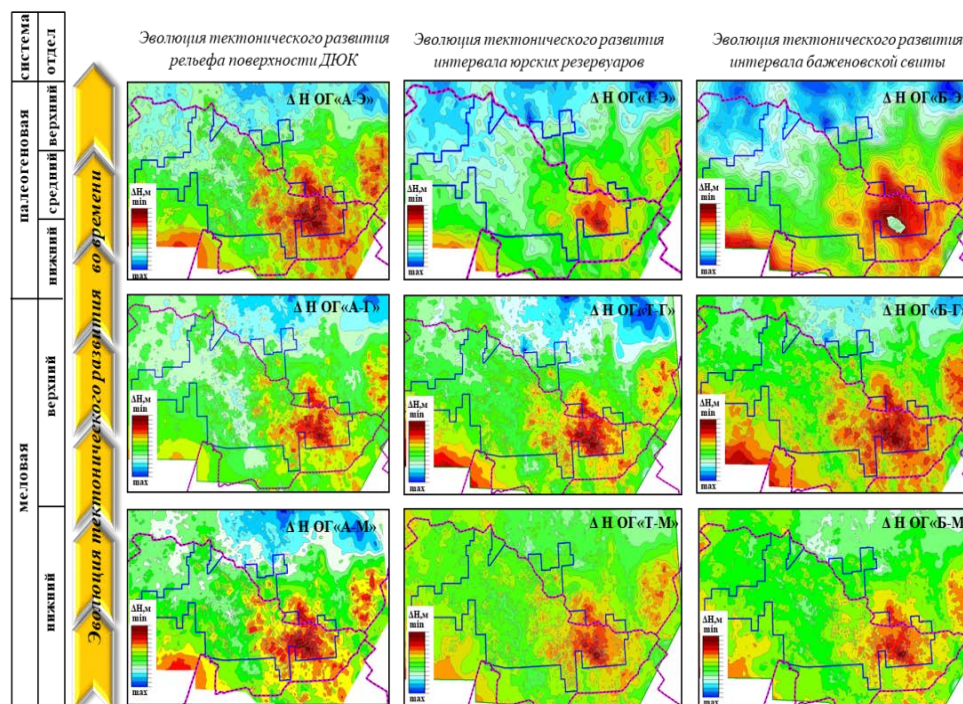


Рис. 5. Структурно-тектоническое развитие территории и изменения морфологии интервала юрских ловушек и интервала баженовской свиты на протяжении мезозойско-кайнозойского этапа осадконакопления

Во вторую половину мела территория Увата активно перестраивалась. Юрские ловушки в северо-западных районах Увата, сформировавшиеся уже в раннем мелу, выросли почти на 15–20 м. В это время начали формироваться ловушки в центральных районах Увата и в восточных районах в пределах Усть-Тегусского блока поднятий.



Рис. 6. Деструктивные зоны (триасовые впадины-грабены) Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта на территории Западно-Сибирского бассейна [13]

На рубеже мела и палеогена (в неотектонический этап) активные перестройки структурных планов происходили преимущественно в южных районах Увата в пределах северной половины Пологрудовского мегавала. При этом наибольшие перестройки структурных планов в юрском интервале разреза коснулись районов, располагающихся над пермо-триасовыми грабенами, которые считаются фрагментами Уренгойско-Колтогорского мегарифта (Иртышская система рифтов) [13] (рис. 6).

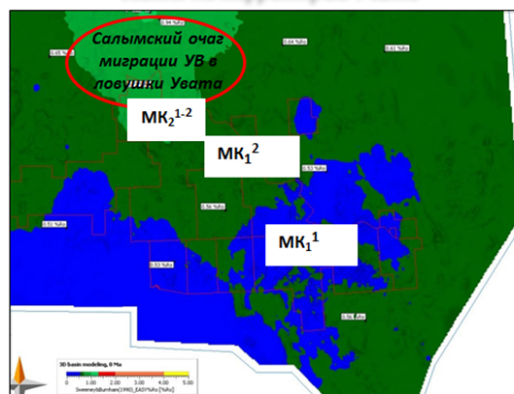
Характеристика НГМП на территории Уватского района

Формирование залежей УВ является сочетанием большого количества факторов. Поэтому вероятность их открытия на территориях Уватского района зависит от целостной картины истории формирования нефтегазовой системы: начиная от условий формирования углеводородов в баженовской свите, заканчивая процессами миграции их в резервуары и современным состоянием залежей УВ.

Так как Уватский район территориально принадлежит периферийным районам ЗСБ, его углеводородный потенциал всегда считался невысоким, в первую очередь из-за низкой степени зрелости пород баженовской свиты как основного генератора УВ на этой территории [2, 6, 9, 10].

По данным специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть» [10], на территории Уватского района баженовская свита обладает хорошим генерационным потенциалом: среднее содержание рассеянного органического вещества (РОВ) по районам изменяется от 7,7 до 14,1 %, достигая иногда 30–33 %, а нефтегазовый потенциал (S_2), оцененный по методу Rock-Eval [14–16], составляет 250–256 мг УВ/г пор (рис. 7).

Зоны современного катагенеза баженовской свиты на территории Увата



Показатели УВ-потенциала баженовской свиты

территория	Сорг, %	T max	S ₁	S ₂
западные районы	7,7-8,7	430-444	4,1-4,6	29,9-55,4
центральные районы	7,2-14,1	428-438	3,2-7,6	58,3-80,6
восточные районы	11,6	427	4,2-6,2	84,8-105,7

Характеристика генерационного потенциала нефтегазаматеринских пород по методу Rock-Eval [Peters K.E. et al., 2005]

Потенциал	S ₂ , мг УВ/г	Сорг, %
Бедный	< 2,5	< 0,5
Удовлетворительный	2,5-5,0	0,5-1,0
Хороший	5,0-10	1,0-2,0
Очень хороший	10-20	2,0-4,0
Отличный	> 20	> 4,0

Показатель водородного индекса в отложениях баженовской свиты Уватского района

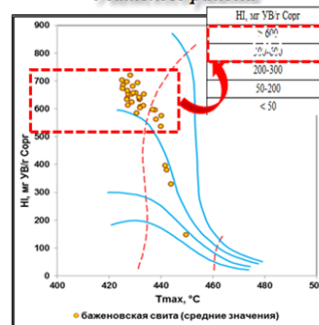


Рис. 7. Показатели углеводородного потенциала баженовской свиты Уватского района юга Тюменской области [10]

Анализ геотермической преобразованности РОВ баженовской свиты во времени показал, что, несмотря на относительно высокий углеводородный потенциал этих отложений на большей части Увата, геотермические условия недр на протяжении мезозоя и кайнозоя не позволили этому потенциалу в полной мере реализоваться. Установлено, что, несмотря на современный уровень катагенеза пород баженовской свиты, которые находятся на стадии $МК_1^{1-2}$ – $МК_2^{1-2}$, во время основных этапов миграции УВ, которые проходили повсеместно на территории ЗСБ, они только начинали входить в интервал «oil window», поэтому не могли быть источником для УВ. Однако, несмотря на это, в юрском интервале разреза на территории Увата уже открыто 90 нефтяных залежей суммарной площадью 3,5 тыс. км², ресурсный потенциал которых оценивается в объеме 420 млн/т извлекаемых УВ.

Поскольку породы баженовской свиты в центральных и восточных районах Увата не могли служить основным источником УВ для юрских ловушек, авторы считают, что при их заполнении решающую роль играли процессы латеральной миграции из очагов, расположенных на территории ХМАО — Югры [10].

Такого же мнения придерживаются сотрудники ОАО «ТомскНИПИнефть», детально изучившие геохимию баженовской свиты в 2015 году. Для того чтобы на территории Уватского района установить направление миграции УВ от очага их генерации, группа специалистов под руководством В. И. Гончарова проанализировали химический молекулярный параметр катагенеза пород баженовской свиты и нефтей юрских залежей 4-MDBT/1-MDBT. По результатам работ ими установлено, что на территории Увата уже открытые залежи нефти в ловушках юрского интервала разреза сформированы в основном за счет латеральной миграции нефтяных УВ со стороны Верхнесалымского мегавала и Юганской мегавпадины, которые находятся на 200 км севернее от описываемого района (рис. 8).

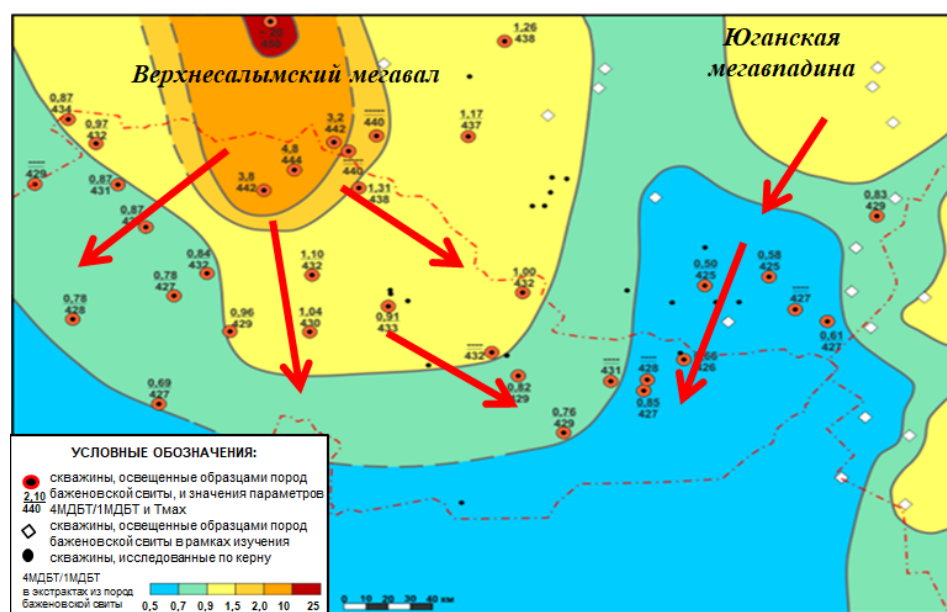


Рис. 8. Схема потенциальных путей миграции УВ в юрские ловушки Увата [11]

Результаты комплексирования бассейнового моделирования и истории тектонического развития территории Увата

Как отмечалось выше, на территории Уватского района современная степень катагенеза РОВ баженовской свиты варьирует от стадии PK_3 до стадии MK_1^2 . Согласно пиролитическим исследованиям методом Rock-Eval, это соответствует значениям параметра T_{max} 427–437 °С. Анализ изменения этого параметра в интервале баженовской свиты с глубиной показал [10], что на территории Уватского района Тюменской области температурная зона, соответствующая окну «oil window», начинается с глубин 2,1–2,3 км. Считается [17–21], что такой разброс обусловлен нестабильным тепловым потоком на разных территориях ЗСБ (рис. 9).

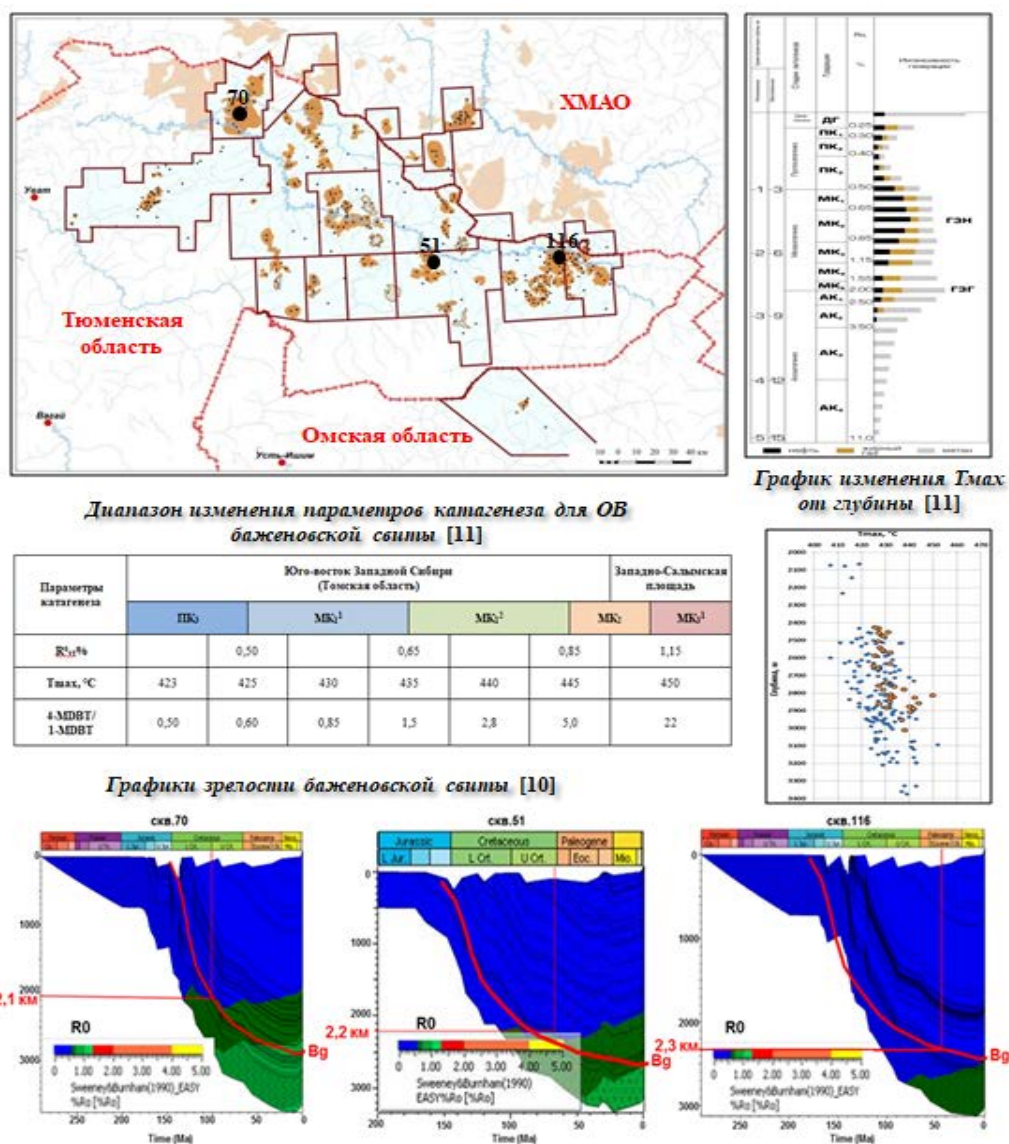


Рис. 9. Время вхождения отложений баженовской свиты в зону «oil window» на разных территориях Увата

Согласно результатам регионального бассейнового моделирования, отложения баженовской свиты в разных районах Увата входили в зону нефтегазообразования («oil window») поэтапно [10].

Первыми в начале мелового периода в зону «oil window» начали входить западные территории Увата (районы Северо-Демьянского и Кальчинского месторождений), где баженовская свита опустилась на глубину примерно 1,8–2 км, из-за чего преобразованность РОВ достигла температурной стадии МК₁¹ (см. рис. 9, скв. 70). В это время в центральных районах Увата катагенез пород баженовской свиты не превышал стадии ПК₃, а в восточных районах эти отложения находились на глубине < 1 км (стадия ПК₂) (см. рис. 9, скв. 116).

Во второй половине мелового периода кроме западных районов в погружение активно вовлекались и центральные территории Увата — район Косухинского и Пихтового месторождений (см. рис. 9, скв. 51). Непосредственно восточные районы Увата начали приближаться к верхней зоне «oil window» только к концу первой половины палеогена.

На рубеже мелового и палеогенового периодов начался основной этап миграции УВ, пик которого пришелся на первую половину палеогена [6]. В это время баженовская свита в западных районах вошла в зону катагенеза МК₁², в северных районах Увата и район Салымской зоны уже находились на стадии МК₂, в центральных районах свита вошла в зону МК₁, в районе Усть-Тегусской и Урненской площадей они только вошли в стадию ПК₃ (см. рис. 9, скв. 116). На начало накопления глин кузнецовской свиты в рельефе юрских отложений появились еще поднятия, имеющие определенные размеры и амплитуды, способные аккумулировать и удерживать УВ.

Выводы

Анализ геологических факторов, оказавших большое влияние на заполнение юрских ловушек УВ на территории Увата, показал следующее.

- По результатам регионального палеотектонического анализа выявлены три крупных этапа перестроек структурных планов осадочного чехла. Каждый этап характеризовался не только появлением новых ловушек в интервале среднеюрских отложений, но погружением на определенную глубину пород баженовской свиты (потенциальных НГМП).
- Большая часть баженовской свиты на территории Увата не успела в полной мере реализовать свой нефтеносный потенциал, так как вошла в «oil window» 65 млн лет назад (в палеогене). Поэтому в мезозойский период на территории Увата доминировала латеральная миграция УВ.
- Поскольку формирование современного структурного плана юрских отложений на территории Увата происходило в три этапа, то и образование ловушек, и латеральная миграция УВ также происходили поэтапно. По мнению авторов, юрские ловушки заполнялись в два этапа: первый пришелся на рубеж раннего и позднего мела, второй этап миграции УВ — на рубеж мела — палеогена.
- Совместное влияние латеральной миграции УВ и многоэтапного формирования локальных структур в разных районах Увата привели к выборочному заполнению юрских ловушек УВ, что необходимо учитывать при оценке геологических рисков по заполнению ловушек нефтью.

Библиографический список

1. Тиссо, Б. Образование и распространение нефтей / Б. Тиссо, Д. Вельте ; перевод с английского. – Москва : Мир, 1981. – 502 с. – Перевод изд.: *Petroleum Formation and Occurrence. A New Approach to Oil and Gas Exploration* / Bernard P. Tissot, Dietrich H. Welte, 1978. – Текст : непосредственный.
2. Адаптация методологии поиска новых залежей углеводородов в юрском и неокомском интервалах разреза на территории лицензионных участков Уватского проекта по результатам геолого-разведочных работ 2015–2019 гг. / О. В. Елишева, Е. Л. Лазарь, Е. А. Лыжин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 32–37.
3. Ключевые геологические риски плеча / Е. А. Лыжин, Е. А. Булгакова, Н. В. Нассонова, Е. Л. Лазарь. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 6. – С. 18–23.
4. Марченко, Е. А. Планирование рисков при проведении геологоразведочных работ / Е. А. Марченко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 14–17.
5. Поляков, А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш. М. Мурзин. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – URL: http://www.ngtr.ru/rub/3/60_2012.pdf. – Дата публикации: 19.11.12.
6. Елишева, О. В. Анализ геологических факторов, повлиявших на заполнение ловушек УВ на территории лицензионных участков Уватского района Тюменской области / О. В. Елишева, М. М. Кудрявцева. – DOI 10.3997/2214-4609.202050068. – Текст : непосредственный // Геомодель 2020 : 22-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 07–11 сентября 2020 г. – Геленджик : ООО «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2020. – С. 48.
7. Коровина, И. О. Закономерности изменения водонефтяного контакта по залежам пластов БС₆ и БС₈₁ в центральной части Уватского региона / И. О. Коровина. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 81–85.
8. Генетические типы и природа флюидов залежей УВ юго-востока Западной Сибири / И. В. Гончаров, Н. В. Обласов, А. В. Самойленко [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 8–13.
9. Новые данные о нефтегазоносности баженовской свиты южных районов Тюменской области / О. В. Бакуев, С. Ф. Хафизов, Ю. А. Стовбун, Р. Н. Хасанов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 6. – С. 8–10.
10. Сидоров, Д. А. Оценка потенциала генерации углеводородов в доюрских образованиях на Западе Каймысовской нефтегазоносной области / Д. А. Сидоров, А. А. Сокольников, Т. А. Рязанова. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16, № 1. – URL: https://doi.org/10.17353/2070-5379/8_2021. – Дата публикации: 30.03.2021.
11. Этапы тектонической активизации Западно-Сибирской платформы (по данным К-Аг метода датирования) / Ю. Н. Федоров, В. Г. Кривочин, К. С. Иванов [и др.]. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук. – 2004. – Т. 397, № 2. – С. 239–242.
12. Аглонов, С. В. Палеогеодинамика Западно-Сибирской плиты / С. В. Аглонов. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1989. – № 7. – С. 27–36.
13. Афанасьев, Ю. Т. Система рифтов Западной Сибири (тектоника и нефтегазоносность) / Ю. Т. Афанасьев. – Москва : Наука, 1977. – 102 с. – Текст : непосредственный.
14. Espitalié, J. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Troisième partie / J. Espitalié, G. Deroo, F. Marquis. – DOI 10.2516/ogst:1986003. – Direct text // Revue de l'Institut Français du Pétrole. – 1986. – Vol. 41, Issue 1. – P. 73–89.
15. Hantschel, T. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling / T. Hantschel, A. I. Kauerauf. – DOI 10.1007/978-3-540-72318-9. – Springer, Berlin, Heidelberg, 2009. – 476 p. – Direct text.
16. Sykes, R. Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis / R. Sykes, L. R. Snowdon. – DOI 10.1016/S0146-6380(02)00183-3. – Direct text // Organic Geochemistry. – 2002. – Vol. 33, Issue 12. – P. 1441–1455.
17. Нестеров, И. И. Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири / И. И. Нестеров, А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий // Нефтегеологические интерпретации теплового режима Западной Сибири. – Тюмень, 1988. – С. 5–23. – Текст : непосредственный.

18. Тепловое поле недр Сибири / А. Д. Дучков, С. В. Лысак, В. Т. Балобаев [и др.] ; под редакцией Э. Э. Фотиади. – Новосибирск : Наука : Сиб. отд-ние, 1987. – 196 с. – Текст : непосредственный.
19. Курчиков, А. Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири / А. Р. Курчиков. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1846–1853.
20. Mesozoic–Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula / V. I. Isaev, A. A. Iskorkina, G. A. Lobova [et al.]. – DOI 10.1134/S1069351318020064. – Direct text // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. – 2018. – Vol. 54, Issue 2. – P. 310–329.
21. Fuchs, S. Deep basin temperature and heat-flow field in Denmark – New insights from borehole analysis and 3D geothermal modelling / S. Fuchs, N. Balling, A. Mathiesen. – Text : electronic // Geothermics. – 2020. – Vol. 83. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101722>.

References

1. Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1978). Petroleum Formation and Occurrence. A New Approach to Oil and Gas Exploration. Springer, Berlin, Heidelberg. (In English). DOI: 10.1007/978-3-642-96446-6
2. Elisheva, O. V., Lazar, E. L., Lyzhin, E. A., Safonov, V. G., Zhidkov, A. V., & Zhestkov, D. N. (2020). The methodology of adaptation for searching new hydrocarbon reservoir in the Jurassic and Neokomian sediments of the Uvat project areas by the results of the exploration 2015–2019. Oil Industry, (11), pp. 32–37. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37
3. Lyzhin, E. A., Bulgakova, E. A., Nassonova, N. V., & Lazar, E. L. (2015). Critical geological risks for the plays. Oil Industry, (6), pp. 18–23. (In Russian).
4. Marchenko, E. A. (2010). Risk assessment for exploration. Oil industry, (2), pp. 14–17. (In Russian).
5. Polyakov, A. A. & Murzin, Sh. M. (2012). International experience in geological risk analysis. Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies, 7(4). (In Russian). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf
6. Elisheva, O. V. & Kudryavtseva, M. M. (2020). Analysis of geological factors that influenced the filling of hydrocarbon traps in the license areas of the Uvat district of the Tyumen Region. Geomodel 2020. (In English). DOI: 10.3997/2214-4609.202050068
7. Korovina, I. O. (2009). Mechanism of water-oil contact change on the deposits of BS₆ and BS₈₁ layers in the central part of Uvat region. Oil Industry, (9), pp. 81–85. (In Russian).
8. Goncharov, I. V., Oblasov, N. V., Smetanin, A. V., Samoilenko, V. V., Fadeeva, S. V. & Zhurova, E. L. (2012). Genetic types and nature of fluid of hydrocarbon deposits south-east of Western Siberia. Oil Industry, (11), pp. 8–13. (In Russian).
9. Bakuev, O. V., Khafizov, S. F., Stovbun, Yu. A. & Khasanov, R. N. (2002). New data on oil & gas content of Bajenvskaya suite of Tyumen region southern zones. Oil Industry, (6), pp. 8–10. (In Russian).
10. Sidorov, D. A., Sokolnikova, A. A., & Ryazanova, T. A. (2021). Assessment of the petroleum generation potential of the pre-Jurassic strata in the western Kaymisov petroleum region. Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies, 16(1). (In Russian). Available at: https://doi.org/10.17353/2070-5379/8_2021
11. Fedorov, Yu. N., Krinochkin, V. G., Ivanov, K. S., Krasnobaev, A. A., & Kalganov, B. A. (2004). Stages of tectonic reactivation of the West Siberian platform (based on K-Ar dating). Doklady Earth Sciences, 397(5), pp. 628–631. (In English).
12. Aplonov, S. V. (1989). Paleogeodinamika Zapadno-Sibirskoy plity. Sovetskaya geologiya, (7), pp. 27–36. (In Russian).
13. Afanas'ev, Yu. T. (1977). Sistema riftov Zapadnoy Sibiri (tektonika i neftegazonosnost'). Moscow, Nauka Publ., 102 p. (In Russian).
14. Espitalié J., Deroo G., & Marquis F. (1986). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Troisième partie. Revue de l'Institut Francais du Pétrole, 41(1), pp. 73–89. (In French). DOI: 10.2516/ogst:1986003
15. Hantschel T. & Kauerauf A.I. (2009). Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer, Berlin, Heidelberg, 476 p. (In English). DOI: 10.1007/978-3-540-72318-9

16. Sykes, R. & Snowdon, L. R. (2002). Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 33(12), pp. 1441-1455. (In English). DOI: 10.1016/s0146-6380(02)00183-3
17. Nesterov, I. I., Kurchikov, A. R. & Stavitskiy, B. P. (1988). Osnovnye osobennosti geotemperaturnogo polya Zapadnoy Sibiri. *Neftegeologicheskie interpretatsii teplovogo rezhima Zapadnoy Sibiri*. Tyumen, pp. 5-23. (In Russian).
18. Duchkov, A. D., Lysak, S. V., Balobaev, V. T., Golubev, V. A., Devyatkin, V. N., Dorofeeva, R. P.,... Tsibul'skiy, V. R. (1987). *Teplovoe pole neдр Sibiri*. Novosibirsk, Nauka Publ., 196 p. (In Russian).
19. Kurchikov, A. R. (2001). The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), pp. 1846-1853. (In Russian).
20. Isaev, V. I., Iskorkina, A. A., Lobova, G. A., Starostenko, V. I., Tikhotskii, S. A., & Fomin, A. N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), pp. 310-329. (In English). DOI: 10.1134/s1069351318020064
21. Fuchs, S., Balling, N., & Mathiesen, A. (2020). Deep basin temperature and heat-flow field in Denmark - New insights from borehole analysis and 3D geothermal modelling. *Geothermics*, 83. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101722>

Сведения об авторах

Елишева Ольга Владимировна, к. г.-м. н., эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Мельникова Мария Николаевна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Кудрявцева Мария Михайловна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Бабурина Ирина Олеговна, менеджер, ООО «РН-Уватнефтегаз», г. Тюмень

Information about the authors

Olga V. Elisheva, Candidate of Geology and Mineralogy, Expert in Geology, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Maria N. Melnikova, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Maria M. Kudryavtseva, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Irina O. Baburina, Manager, RN-Uvatneftegaz LLC, Tyumen

УДК 622.276.1

**Опыт применения метода фрактального анализа для уточнения
границ фациальных зон в свете внедрения цифровых технологий
в процесс геологоразведочных работ**

О. В. Елишева*, К. А. Сосновских

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Для повышения результативности поисково-разведочного бурения на разных лицензионных участках категории «greenfield», принадлежащих компании ПАО «НК «Роснефть», в ООО «Тюменский нефтяной научный центр» в последние годы активно разрабатываются разные инновационные технологии, позволяющие повысить вероятность открытия залежей углеводородов (УВ). Одним из таких подходов является использование разных методик на основе фрактальности геологических объектов. В статье изложены результаты применения метода фрактального анализа для решения одной из прикладных задач нефтяной геологии, а именно коррекции границ фациальных зон (ФЗ) на фациальных картах, которые являются основой для построения карт рисков по «коллектору». Показано, что границы ФЗ на фациальных картах, построенных преимущественно на данных сейсморазведки и ограниченном объеме материалов поискового бурения, имеют вариативность. Выявленная зависимость между распределением суммарных толщин коллекторов в разных ФЗ и фрактальной размерностью ловушек позволила скорректировать фациальные карты и карты рисков по «коллектору».

Ключевые слова: фрактальная размерность; геологические риски; фациальное моделирование; цифровизация объектов нефтяной геологии

**Experience in applying the method of fractal analysis to clarify
the boundaries of facies zones when introducing digital technologies
in the exploration process**

Olga V. Elisheva*, Kirill A. Sosnovskikh

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Abstract. In order to improve the efficiency of exploration drilling at various greenfield license areas owned by Rosneft Oil Company, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC has been actively developing and implementing various innovative technologies in recent years that allow increasing the probability of discovering new hydrocarbon deposits. One of such approaches is the use of different methods based on the principles of fractality of geological objects. The article presents the results of using the fractal analysis method to solve one of the applied problems of oil and gas geology, namely, the correction of the boundaries of facies zones on facies maps, which are the basis for constructing risk maps for the "reservoir". It is shown that the boundaries of the facies zones on facies maps, built mainly on seismic data and a limited amount of materials from exploration drilling, have a large variability. The found statistical relationship between the distribution

of the total reservoir thicknesses in different facies zones and the fractal dimension of the traps made it possible to correct facies and risk maps.

Key words: fractal dimension; geological risks; facies modeling; digitalization of petroleum geology objects

Введение

С целью повышения результативности поисково-разведочного бурения на разных территориях лицензионных участков «greenfield» компании ПАО «НК «Роснефть» в пределах Западно-Сибирского бассейна в ООО «ТННЦ» в последние годы для реализации программы внедрения цифровых технологий в процесс геологоразведочных работ (ГРП) активно проводится разработка инновационных подходов, к которым относят методы цифровизации и оптимизации геолого-технологических процессов [1–3]. Одним из таких подходов в нефтегазовой геологии является применение технологий на основе общей теории фракталов [4–8].

Известно, что для любой нефтегазовой компании поисковая стадия ГРП всегда связана с высокими инвестиционными рисками, которые все стараются сократить путем учета системы оценки геолого-экономических рисков [9].

Основу оценки геологических рисков, как правило, составляет ряд карт по разным поисковым параметрам (риски по структурам, риски по коллектору, риски по насыщению, риски по покрышкам), где территория разделена на участки с высоким, средним и низким риском [10].

Согласно результатам поисково-разведочного бурения и графикам торнадо (рис. 1), на территориях Уватского района юга Тюменской области риск по «коллектору» является одним из ключевых, так как основной объем нефтяных залежей приурочен к юрским пластам тюменской свиты переходного-континентального генезиса [11].

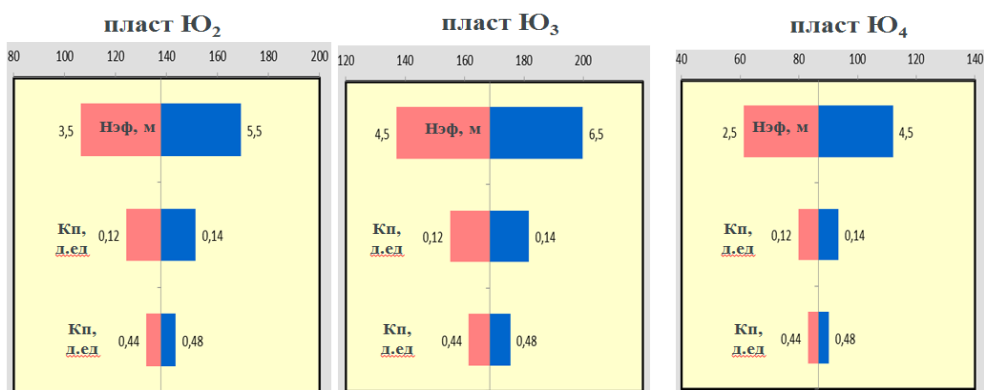


Рис. 1. Расчет графиков торнадо для пластов Ю₂–Ю₄ тюменской свиты

Так как в основе карт рисков по «коллектору» лежат фациальные карты продуктивных пластов Ю₂–Ю₄, построенные по данным сейсморазведки и на ограниченном объеме материалов бурения, границы фациальных зон (ФЗ) на таких картах обладают вариативностью, что дает неопределенность в пра-

вильности оценки рисков по «коллектору» на ловушки, выделенные в пограничных зонах рисков. Особенно это относится к объектам, попадающим в типы развития разрезов между группой «русловых» фаций и группой фаций «внешней песчаной поймы», которые, как будет показано ниже, различаются суммарной мощностью коллекторов по разрезу [12].

Чтобы верифицировать карты рисков по «коллектору» по пластам Ю₂–Ю₄ для корректного их использования в работе, в статье приводится пример использования фрактального анализа для решения задачи по уточнению границ ФЗ на фациальных картах продуктивных пластов тюменской свиты.

Особенности построения региональных фациальных карт на основе различных данных (сейсмика, бурение)

Построение фациальных или палеогеографических карт для поисковых задач нефтегазовой геологии всегда имело большое значение [13]. Так как такие карты являются основой для прогноза коллекторов по площади, хотя и на качественном уровне, а в рамках нефтяных компаний еще и лежат в основе карт геологических рисков по «коллектору» [14].

В зависимости от практических задач, решаемых в нефтегазовой геологии (регионального, субрегионального, зонального, локального уровней), построение карт фациального моделирования имеет специфику.

На сегодняшний день все огромное число методологических подходов, использующихся для построения фациальных карт регионального масштаба, по сути, можно разделить на два типа. Первый используется в основном у специалистов институтов РАН на базе «фундаментальной» науки. Второй более развит у производственных специалистов так называемой «отраслевой» науки.

Оба подхода являются равнозначными, хотя имеют между собой отличия, которые в общих чертах заключаются в разных объемах исходной информации, ее типе, разной масштабности карт и т. д. (табл. 1).

Таблица 1

Отличия в построении фациальных карт разного масштабов

	<i>1 подход</i> («фундаментальная» наука)	<i>2 подход</i> («отраслевая» наука)
Масштаб	Региональный	Субрегиональный
Площадь построений	2 000–2 500 тыс. км ²	30–50 тыс. км ²
Структурная основа	МОГТ 2D (100 %)	МОГТ 2D + МОГТ 3D (50/50 %)
Карты общих толщин	МОГТ 2D (100 %)	МОГТ 2D + МОГТ 3D (50/50 %)
Карты Нэфф. толщин	Зависимости по скважинам «Нэфф. от Нобщ.» (100 %)	Зависимости на основе сейсмических данных (100 %)
Объем бурения/сейсмики	80 % бурения, 20 % сейсмики	20 % бурения, 80 % сейсмики
Возрастной интервал	Ярус, Σярусов, эпоха и т. д.	Пласт, Σ2–3 пластов (гидродинамически единых)
Восстановление фаций	По керну (80–90%), по ГИС (10–20%)	По керну (10–20 %), по ГИС (до 80 %)
Дополнительные показатели	Карты минерально-петрографических показателей, карты источников сноса и т. д., построенные по данным скважин	Карты атрибутов волнового сейсмического поля, включая карты атрибутов, сейсмофаций, спектральную декомпозицию и т. д.

Например, у специалистов «академической» науки зачастую бывает больше данных по скважинам (за исключением материалов по лицензионным участкам компаний), поэтому их построения в основном выполняются на базе большого объема детальных биостратиграфических, минеральных, седиментологических, петрографических, геохимических и других исследований [12, 13]. При этом данные сейсморазведочных работ, в виде сети профилей 2D, используют в ограниченном объеме и в основном для структурного каркаса кровли и подошвы резервуаров или карт толщин.

Особенностью фациальных построений специалистов «отраслевой» науки является то, что они, наоборот, опираются на данные сейсмических работ, а материалы глубокого бурения вынуждены использовать в более ограниченном объеме. Потому что, с одной стороны, у них часто отсутствуют данные (керн, геофизические исследования скважин — ГИС) по скважинам всего изучаемого бассейна, и использовать статистические зависимости на основе материалов керна не представляется возможным. С другой стороны, они часто работают на территориях, где ведется преимущественно поисково-разведочное бурение, из-за чего объем кернового материала довольно ограничен.

Как отмечалось выше, карты подходов отличаются масштабностью и объемом возрастного интервала, на который выполняются построения.

При первом подходе карты относят часто к категории региональных, которые захватывают территорию всего бассейна [12], хотя в последние десятилетия выполняются построения и более крупного масштаба на отдельные территории площадью более 300–500 тыс. км² [13]. Такие карты часто именуют «палеогеографическими», так как на них приводят информацию об обстановках на относительно крупный возрастной интервал (век, эпоха, отдел и т. д.). Другими словами, такие палеогеографические карты строятся на интервалы (батский, волжский, берриасский века и т. д.), характеризующие генетическую (формационную) природу региональных резервуаров [12].

В отличие от палеогеографических (фациальных) карт бассейнового уровня, фациальные карты «отраслевых» специалистов часто относятся к построениям субрегионального масштаба и выполняются на территории не более 30–50 тыс. км², при этом на более узкие стратиграфические интервалы (в объеме одного или двух пластов одной свиты, если они гидродинамически связаны и представляют единый резервуар) [10].

Несмотря на разницу в масштабах и различную исходную информацию в двух этих подходах, и в первом и во втором случаях, в качестве основы для построений используется карта общих толщин, на которую «накладывается» вся остальная информация, имеющая отличия.

На региональных картах бассейнового уровня карта общих толщин изучаемого интервала совмещается с картой эффективных толщин, которая построена на основе зависимости по скважинам («Нэфф. от Нобщ.»). Затем накладываются фации по керну и ГИС, в заключение различные карты минерально-петрографических показателей (зрелости, источников сноса, карбонатности, углистости и т. д.), также построенные по скважинам.

На картах субрегионального характера карта общих толщин тоже сопоставляется с картой эффективных толщин, но уже построенной по зависимости на основе сейсмических данных (атрибуты и ГИС). Далее порядок

наложения информации похож, хотя восстановление фациальных обстановок по скважинам большей частью происходит не по керну, а через нейросетевые алгоритмы по ГИС. Перед тем как доминирующие фации вынесены на карту эффективных толщин, они анализируются с данными атрибутного анализа сейсмических данных.

Несмотря на разные подходы построения фациальных карт, в обоих случаях ФЗ доминирующих обстановок выделяются с долей условности, поскольку не существует универсального параметра, позволяющего однозначно провести их границы, поэтому они имеют стохастический характер.

Фрактальный анализ в нефтегазовой геологии

В настоящее время методы фрактального анализа активно внедряются в разные области нефтяной геологии, где они помогают решать задачи при создании современных разломных, петрофизических, структурных моделей и моделей гидродинамического моделирования [7, 8] (рис. 2).

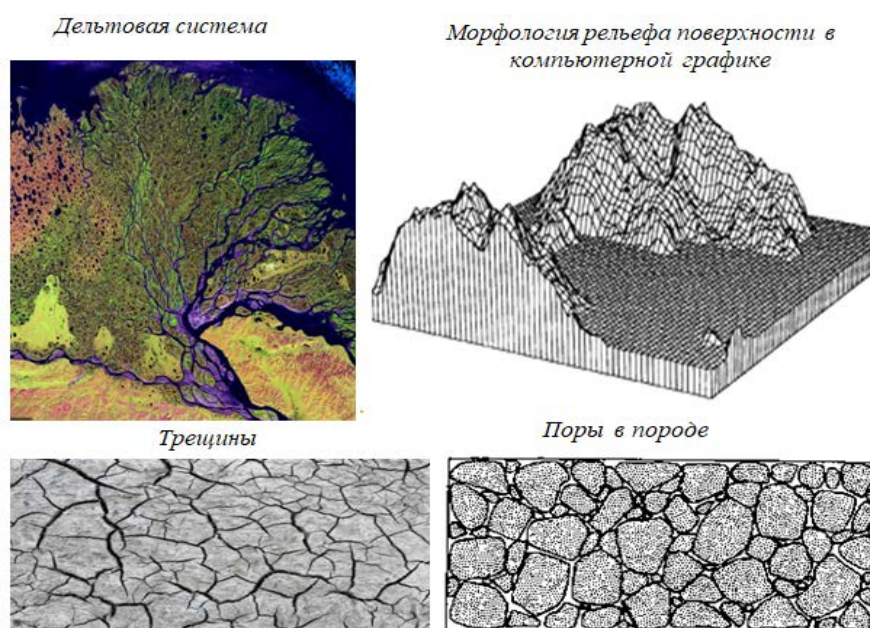


Рис. 2. Примеры фрактальности в природных объектах

Б. Мандельброт [15] определил фрактал как «множество, размерность Хаусдорфа-Безиковича которого больше его топологической размерности».

Одним из основных свойств фракталов является представляющая собой набор независимых параметров, необходимых для свойств описания объекта, так называемых степеней свободы системы, *размерность* объекта [16, 17].

Так, при описании геометрических тел разных объектов под топологической размерностью понимают число измерений: для линии — 1, для поверхности — 2, для трехмерного объекта — 3 и т. д.

Элементарным математическим способом расчета размерности множества в метрическом пространстве является размерность Хаусдорфа-Безиковича, когда область множества X перекрывается числом шаров N радиуса r (рис. 3).

Особенностью тел в виде фракталов является то, что с уменьшением радиуса r число шаров $N(r)$, необходимых для перекрытия объекта, увеличивается как $1/r^d$, где d — размерность Хаусдорфа-Безиковича [18].

Чтобы количественную оценку фрактальной размерности можно было применить на практике, используется размерность Минковского [14], которая представляет собой один из способов вычисления в рамках ограниченного множества в метрическом пространстве и определяется по формуле

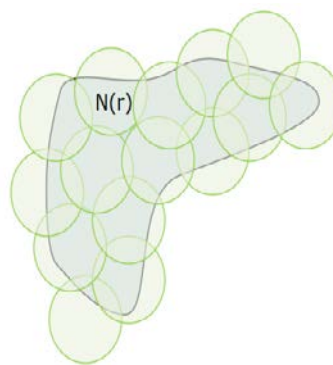


Рис. 3. Пример вычисления размерности Хаусдорфа-Безиковича множества X [18]

$$D = \lim_{\epsilon \rightarrow 0} \frac{\log N(\epsilon)}{\log \frac{1}{\epsilon}} = \lim_{\epsilon \rightarrow 0} \frac{\log N(\epsilon)}{-\log \epsilon}, \quad (1)$$

где $N(\epsilon)$ — минимальное число множеств диаметра ϵ , которыми можно покрыть исходное множество.

Одним из способов расчета размерности Минковского (Df_mink) является метод «box-counting», когда множество X покрывается равномерной сеткой с шагом ϵ , и производится подсчет количества перекрытий $N(\epsilon)$ множества X . С уменьшением шага сетки ϵ увеличивается число перекрытий множества $N(\epsilon)$. Преобразуем формулу (2) в уравнение прямой (рис. 4).

$$D \cdot \log(1/\epsilon) = \log N(\epsilon). \quad (2)$$

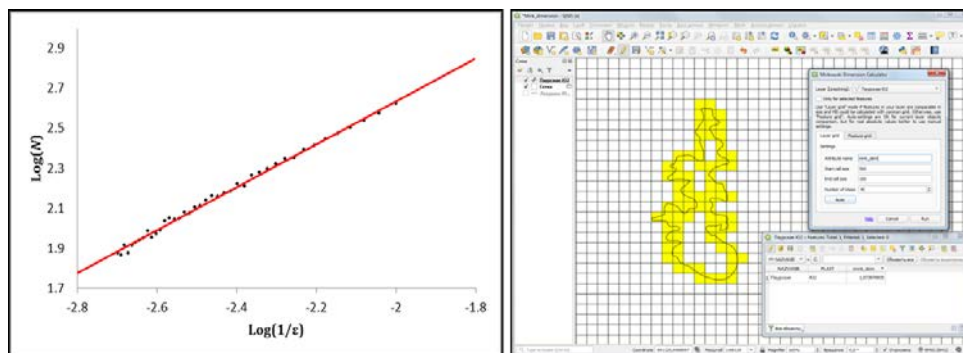


Рис. 4. Расчет размерности Минковского в системе QGIS 3.8

В результате расчета числа перекрытий при уменьшении шага сетки эти значения выносятся на графики в логарифмических координатах, где угловой коэффициент линии регрессии в итоге соответствует фрактальной размерности Минковского. В теории обе размерности — Хаусдорфа-Безинковича и Минковского — обычно совпадают [14, 17].

Из двух размерностей, в случае обсчета компактных множеств, для быстрого решения прикладных задач размерность Минковского более применима.

В данном случае для вычисления размерности использована геоинформационная система QGIS 3.8 совместно со встроенным плагином Minkowski dimension calculator, где была возможность установить параметры, оптимальные для вычислений в короткие сроки.

Применение фрактального анализа для решения прикладных задач в нефтегазовой геологии

Несмотря на то, что изучение геологических объектов как фрактальных объектов широко используется последнее время в нефтегазовой геологии, применение фрактальной размерности для решения узких прикладных задач, таких как фациальное картопостроение, используется впервые.

Для того чтобы понять, каким образом фрактальные характеристики локальных структур могут использоваться для корректировки развития ФЗ, ниже кратко приведены теоретические выкладки по применению фрактальной размерности для корректировки прогноза эффективных толщин в проектных поисковых скважинах, подробно рассмотренные в работе [14].

Согласно общей теории фракталов [16–19], фрактальная размерность Минковского была разработана в основном для графических векторных объектов с линейным типом геометрии. В нефтегазовой геологии к таким объектам относятся контуры ловушек, залежей, аномалии динамических параметров сейсмического поля МОГТ 3D, имеющие замкнутые очертания.

В работе [14] указано, что в качестве исходных данных для вычисления фрактальной размерности Минковского использованы контуры ловушек пластов Ю₂–Ю₄ тюменской свиты по всем категориям (C₁, C₂, D₀) Уватского района. Всего обработано 330 ловушек, контура которых локализованы по структурным построениям сейсмических работ 3D. В таблице 2 приведен пример расчета такой размерности для ловушки пласта Ю₂ Новой площади.

Таблица 2

Измерения числа перекрытий $N(\epsilon)$ с уменьшением шага сетки ϵ

Перекрытия $N(\epsilon)$	75	73	82	75	82	85	87	89	97	90	94	98	109	112	110	111
$\text{Log}(N)$	1.875	1.86	1.91	1.88	1.91	1.93	1.94	1.95	1.99	1.95	1.97	1.99	2.04	2.05	2.04	2.05
Шаг сетки ϵ	500	490	480	470	460	450	440	430	420	410	400	390	380	370	360	350
$\text{Log}(1/\epsilon)$	-2.7	-2.69	-2.68	-2.67	-2.66	-2.65	-2.64	-2.63	-2.62	-2.61	-2.6	-2.59	-2.58	-2.57	-2.56	-2.54
Перекрытия $N(\epsilon)$	145	144	150	153	166	163	184	190	198	209	222	225	246	259	279	299
$\text{Log}(N)$	2.161	2.16	2.18	2.18	2.22	2.21	2.26	2.28	2.3	2.32	2.35	2.35	2.39	2.41	2.45	2.48
Шаг сетки ϵ	290	280	270	260	250	240	230	220	210	200	190	180	170	160	150	140
$\text{Log}(1/\epsilon)$	-2.46	-2.45	-2.43	-2.41	-2.4	-2.38	-2.36	-2.34	-2.32	-2.3	-2.28	-2.26	-2.23	-2.2	-2.18	-2.15

После этапа расчета фрактальных размерностей Минковского для выявления корреляционных связей параметра Df_mink и эффективной толщины потенциальных резервуаров использовались значения суммарных толщин коллекторов по ГИС и данные в точках скважин с карт эффективных толщин. На основании анализа объема статистической выборки (для каждого пласта по 110–120 объектов) коэффициенты корреляции (R) для пластов составили: Ю₃ — 0,67, Ю₄ — 0,62, для пласта Ю₂ — 0,54 (рис. 5).

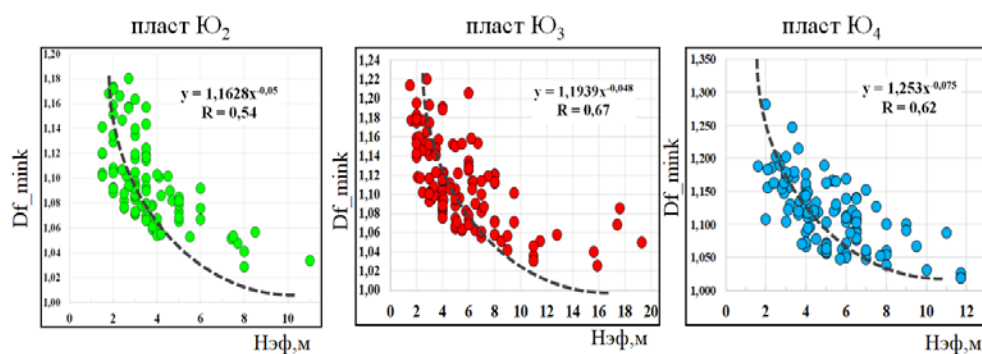


Рис. 5. Связь между фрактальной размерностью Минковского и эффективными толщинами пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ [14]

Геологически выявленная связь фрактальной размерности контуров ловушек и мощности коллекторов в их пределах обосновывалась через графики зависимостей, где диапазон суммарных эффективных толщин в разных фациальных зонах увязывался с интервальной оценкой погрешности карт эффективных толщин, построенных по сейсмическим данным [11].

Так, в отложениях континентального генезиса эффективные мощности 10–20 м соответствуют типам разрезов, где среди коллекторов доминирует группа «русловых фаций». Геологические разрезы зоны развития «внешней песчаной поймы» характеризуются коллекторами не более 1–5 м. Зоне переходной между разрезами «русловой долины» и «внешней поймы» соответствуют эффективные мощности 5–10 м [11] (рис. 6).

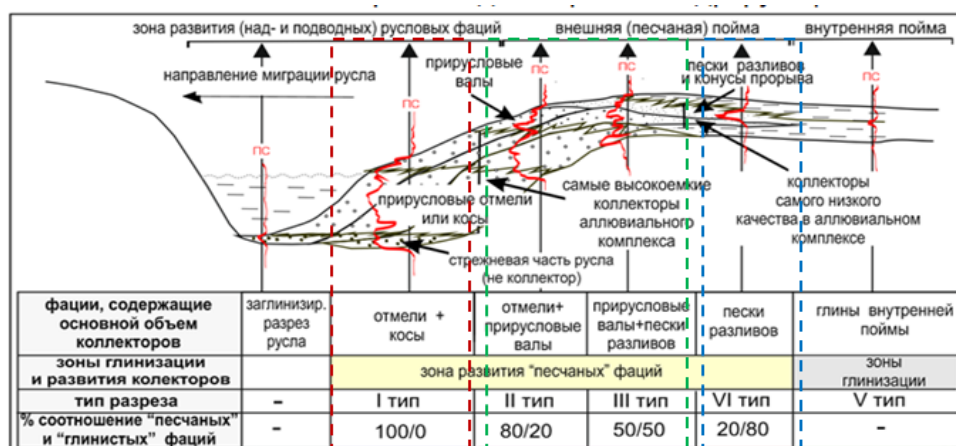


Рис. 6. Концептуальное строение поперечного профиля аллювиально-пойменного комплекса речных долин и распределение суммарных эффективных толщин по фациальным зонам [11]

Используя описанное распределение суммарных толщин коллекторов по ФЗ, авторы выполнили анализ графиков корреляционных зависимостей, который показал, что фрактальная размерность контуров ловушек по каждому пласту тюменской свиты — Ю₂, Ю₃, Ю₄ в разных фациальных зонах отличается [14].

Коррекция границ ФЗ пластов тюменской свиты с помощью фрактальной размерности ловушек на практике

Как отмечалось ранее, фациальные региональные карты, построенные в объеме одного-двух продуктивных пластов на территорию 300–500 тыс. км², представляют собой, по сути, карты литофациального районирования, где каждая ФЗ характеризуется определенным типом разреза, состоящим из набора доминирующих в ней фаций-коллекторов и фаций-неколлекторов.

Например, на фациальных картах группы континентальных отложений выделяются следующие основные ФЗ — зона «глинизации», зона с группой фаций «внешней песчаной поймы», зона группы фаций «речных долин» и зона, занимающая положение между разрезами чисто «русловых фаций» и разрезами фаций «песчаной поймы» [11].

При сопоставлении ФЗ с зонами карт рисков: 1-я зона соотносится с «высокими» рисками, вероятность вскрытия в ней коллекторов не более 30 %; 2-я зона связана со «средними» рисками — вероятность вскрытия коллекторов 40÷70 % и 3-я зона — это зона, которая характеризуется самыми «низкими» рисками, так как вероятность вскрытия коллекторов более 70 %.

С геологической точки зрения категория риска каждой упомянутой выше зоны обусловлена интервалом вариаций вскрываемых эффективных толщин относительно картопостроения. Так, в ловушках 1-й зоны разброс эффективных толщин по ловушкам сопоставим с ошибкой картопостроения $\sigma \approx \pm 4$ м, поэтому риски высокие. В ловушках 3-й зоны эффективные толщины прогнозируются более 10 м, поэтому риск не вскрыть коллектор очень мал.

В ловушках 2-й зоны суммарные толщины коллекторов изменяются от 5 до 8 м, при этом в «идеальном» варианте они являются сочетанием двух групп фаций — «русел» и «песчаной поймы». Однако на практике встречается ситуация, когда в пластах Ю₂–Ю₄ при общей мощности 30–40 м выделяется небольшой по толщине коллектор 5–7 м, который идентифицирован как небольшое русловое тело, при этом в разрезе фации «песчаной поймы» могут не выделяться. В результате, не принимая во внимание малую мощность коллекторов в таком типе разрезов и опираясь только на их фациальную природу, такие разрезы часто ошибочно относятся к ФЗ «русловых долин», которые характеризуются как зоны с «низким» риском, однако подтвердить такую эффективную мощность коллекторов бурением довольно проблематично.

Похотная ситуация наблюдается, когда ловушка идентифицирована как объект со «средним» риском. На фациальной карте ловушка попадает в ФЗ развития «переходных» типов разреза, а по факту она попадает в разрезы, в которых коллектор представлен прослоями мощностью не более 4 м, при этом он состоит из фаций «песчаной поймы» и мелких «русел». Поэтому риск такой ловушки учитывается как вероятность вскрытия коллекторов > 50 %. На самом деле существует вероятность, что поисково-разведочное бурение, скорее всего, не подтвердит наличие таких прогнозных коллекторов и ловушка по факту окажется выделенной в зоне «глинизации» пласта.

Также на практике встречается обратная ситуация, когда разрезы пластов Ю₂–Ю₄ с эффективной емкостью более 8 м, представленные доминирующей группой фаций «песчаной поймы» и имеющие в разрезе небольшие, но высокоемкие прослои фации «русел», обрисовываются по категории «среднего» риска, хотя вероятность вскрытия коллекторов довольно высокая.

Исходя из вышеописанного, учитывая, что коэффициент риска «по коллектору» входит в формулу расчета общего риска по ловушке [9, 19], становится понятно, почему корректное отнесение ее к той или иной зоне риска, при оценке геологической успешности, является важным, так как это влияет непосредственно на расчет экономической оценки.

Поскольку в основе каждой зоны рисков лежит ФЗ, рассмотрим, каким образом фрактальная размерность позволяет корректировать их границы.

На сегодняшний день для территории Уватского района Тюменской области имеются современные региональные фациальные карты для всех продуктивных пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ тюменской свиты, актуализированные в 2020 году на основе новых данных поискового бурения и материалов сейсмических работ МОГТ 3D.

На рисунке 7 приведен пример фрагмента фациальной карты по пласту Ю₄ в районе группы Юганских площадей, где показана верификация границ ФЗ в пределах поднятия Юганского-12.

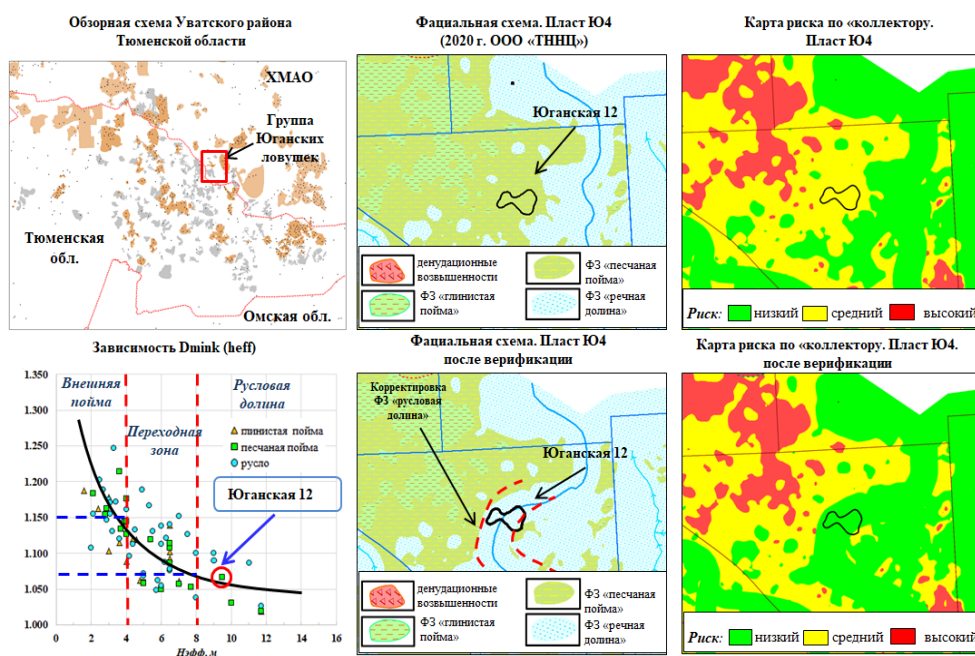


Рис. 7. Пример верификации границы фациальных зон в интервале пласта Ю₄ в районе Юганской-12 структуры

Согласно фациальной карте 2020 года, ловушка Юганская-12 в интервале пласта Ю₄ находится в зоне развития разрезов переходной зоны, для которой диапазон разброса эффективных толщин статистически варьирует от 5 до 7 м, (максимально достигая 8 м). Потенциальный резервуар ловушки генетически может быть представлен фациями «песчаной поймы» (пески разливов, конуса прорыва) и маломощными фациями «речных долин» (небольшие боковые русла, отмели) [11]. Геологический риск по «коллектору» оценивался как «средний», то есть предполагалось, что вероятность вскрыть коллектор составит не более 50–60 %.

В соответствии со значениями D_{mink} , приведенными на графике на рисунке 8, ловушка попадает в зону разрезов фаций группы «речных русел», которые по пласту Ю₄ характеризуются развитием эффективных толщин 8–12 м. Учитывая прогнозную эффективную толщину 9,8 м, любая поисковая скважина, которая будет заложена в границы этой ловушки с большой долей вероятности должна вскрыть коллектор, причем с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Другими словами, риск по «коллектору» для этой ловушки должен быть «низким».

Таким образом, на основании расчета фрактальной размерности и прогнозных эффективных толщин нами пересмотрен материал по фациальному моделированию и граница фациальной зоны «русловой долины» смещена в западном направлении.

Рассмотрим противоположный случай на примере пласта Ю₃ ловушки в пределах Западно-Тамаргинского поднятия, которая по фациальной карте большей частью находится в зоне, которая сопоставляется с доминированием фаций «речных долин», из-за чего геологический риск по «коллектору» по ней оценивался как «низкий». Предполагалось вскрыть до 12 м эффективных толщин и попасть в разрез из отложений группы русловых фаций (см. рис. 8).

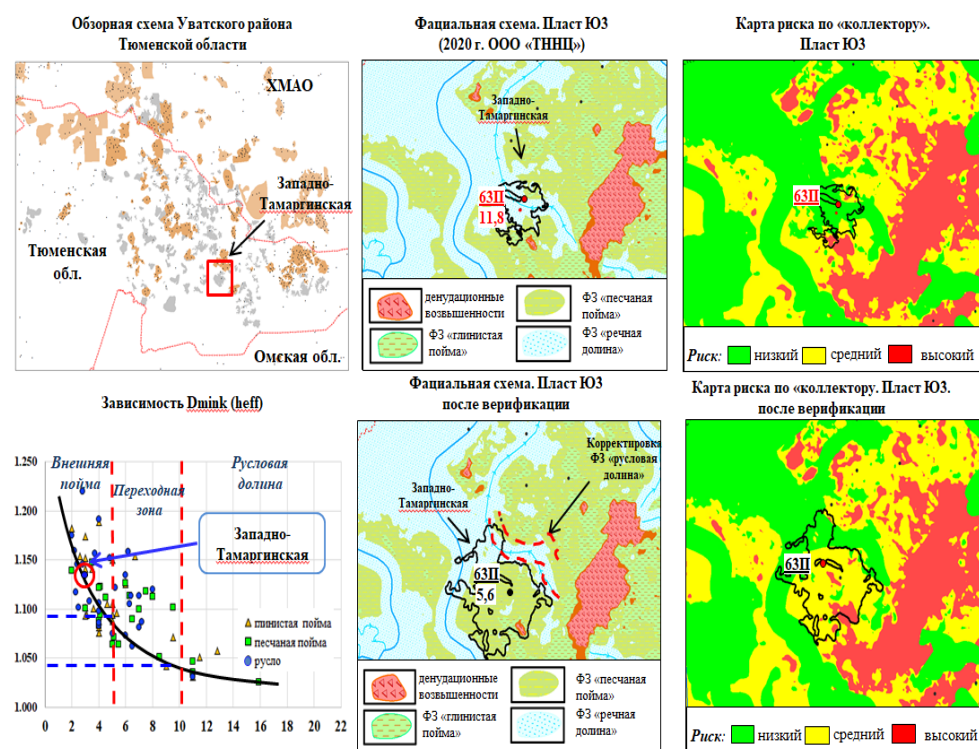


Рис. 8. Пример верификации границы фациальных зон в интервале пласта Ю₃ в районе Западно-Тамаргинской структуры

На графике корреляционной зависимости фрактальной размерности и эффективных толщин разных ФЗ можно видеть, что ловушка по значению

Dmink на самом деле попадает в зону разрезов «внешней песчаной поймы», где максимальная мощность коллекторов редко превышает 4–5 м [11, 14].

В 2020 году ловушка была изучена поисковым бурением (скв. 63П). По результатам ее бурения выяснилось, что в интервале пласта Ю₃ скважина попала в разрез, где выявлено только 5,6 м эффективных толщин (в два раза ниже прогнозных) с довольно низкими ФЕС, что вполне соответствует коллекторам ФЗ «песчаной поймы» согласно фрактальной размерности.

Пример верификации карты рисков по «коллектору» одного из пластов тюменской свиты на территории Уватского района

В условиях современной экономики целесообразность постановки нового объекта (локальной структуры) под поисковое бурение зависит не только от оптимальных геологических параметров (размеры ловушки, ее амплитуда, учтенный риск по насыщению, по коллектору и т. д.), но и от положительной экономической оценки, свидетельствующей о рентабельном освоении этого объекта.

В свою очередь, экономическая оценка зависит от разных факторов [20, 21], но объем ресурсного потенциала ловушки остается ключевым [9]. Поскольку для ловушек среднеюрских отложений (тюменская свита) объем ресурсов чувствителен к показателю «эффективной емкости резервуара», то корректность карт рисков по «коллектору» требует особого внимания.

На рисунке 9 приведен пример верификации карты рисков по пласту Ю₄ тюменской свиты на одном из участков Уватского района Тюменской области, где можно видеть, что уточнение границ зон «средних» и «высоких» рисков в районе группы Юганских и Пихтовых поднятий привело к смене статуса ловушек с «высокорискованных» на «низкорискованные».

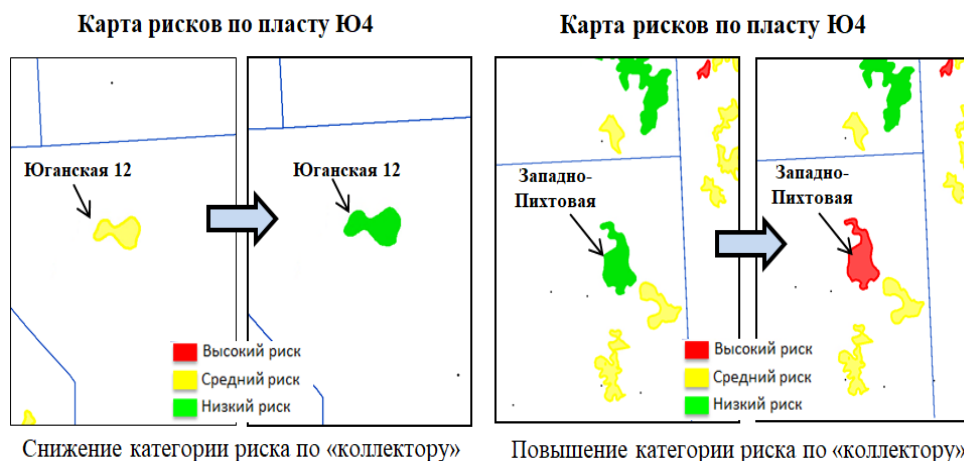


Рис. 9. Пример смены статуса категории рисков в ловушках пласта Ю₄

Таким образом, используя технологию верификации зон рисков по «коллектору» на основе фрактальной размерности, уточнен статус 330 ловушек по трем пластам — Ю₂–Ю₄, часть из которых переведена в категорию «высокоперспективных», часть, наоборот, понизила свой статус.

Выводы

Приведенные в статье теоретические выкладки и результаты работы показывают возможности использования критериев фрактального анализа для решения прикладных задач нефтегазовой геологии.

Основанием для применения, например, фрактальной размерности Минковского, как объективного критерия, на базе которого возможна корректировка границ ФЗ и, соответственно, границ зон рисков, служит однотипность исходных данных, а именно динамический атрибут волнового сейсмического поля МОГТ 3D — амплитуда, которые используются и для построения структурных карт, и для прогноза эффективных толщин.

По всей видимости, выявленная связь относится к связям нелинейного типа, которые широко используются в интерпретации связей динамических параметров волнового поля сейсмических данных (мультиатрибутный, сеймо-фациальный анализ) и характеристик геологических объектов.

Апробация методики на ловушках отдельных пластов тюменской свиты Уватского района показала, что результативность применения этого метода зависит от объема статистической выборки, используемой для расчета размерности и от выборки по распределению эффективных толщин для каждой фациальной зоны континентальных, переходных или других типов разрезов.

Внедрение описанной методики на практике на основе фрактального анализа как инструмента верификации фациальных карт и карт рисков, несомненно, позволит существенно снизить часть геологических рисков, что положительно отразится на успешности поисково-разведочного бурения.

Библиографический список

1. Тчаро, Х. Цифровизация нефтяной промышленности : базовые подходы и обоснование «интеллектуальных» технологий / Х. Тчаро, А. Е. Воробьев, К. А. Воробьев. — Текст : электронный // Вестник Евразийской науки. — 2018. — Т. 10, № 2. — URL: <https://esj.today/PDF/88NZVN218.pdf> (дата обращения: 12.10.2021). — Дата публикации: 13.06.2018.
2. Тихопой, Ю. М. Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли / Ю. М. Тихопой, Д. А. Степаненко. — DOI 10.17747/2311-7184-2021-2-58-61. — Текст : непосредственный // Стратегии бизнеса. — 2021. — Т. 9, № 2. — С. 58–61.
3. Черняев, Д. С. Роль цифровых технологий в разведке, добыче и транспортировке нефтегазовых продуктов / Д. С. Черняев, Д. Е. Намиот. — Текст : непосредственный // International Journal of Open Information Technologies. — 2019. — Т. 7, № 11. — С. 79–85.
4. New Realities in Oil and Gas : Data Management and Analytics. White paper Cisco public-2017. — URL: https://www.cisco.com/c/dam/en_us/solutions/industries/energy/docs/OilGasDigitalTransformationWhitePaper.pdf (data of application: 12.10.2021). — Text : electronic.
5. BRU21. Better Resource Utilization in the 21st century // NTNU Strategy for Oil and Gas. — URL: http://www.ipt.ntnu.no/BRU21_Report.pdf (data of application: 12.10.2021). — Text : electronic.
6. Oil & Gas Digital Twins for Prognostics & Health Management. — URL: <https://www.ansys.com/blog/oil-and-gas-digital-twins-improve-prognostics-health-management> (data of application: 12.10.2021). — Text : electronic.
7. Запивалов, Н. П. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике / Н. П. Запивалов, Г. И. Смирнов, В. И. Харитонов. — Новосибирск : ГЕО, 2009. — 131 с. — Текст : непосредственный.
8. Фракталы в нефтегазовой отрасли / И. О. Орлова, Е. Н. Даденко, Н. Н. Авакимян, И. В. Орлов. — Текст : непосредственный // Булатовские чтения. — 2018. — Т. 2–2. — С. 70–73.

9. Поляков, А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш. М. Мурзин. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – URL: http://www.ngtr.ru/rub/3/60_2012.pdf. – Дата публикации: 19.11.12.
10. Адаптация методологии поиска новых залежей углеводородов в юрском и неоконском интервалах разреза на территории лицензионных участков Уватского проекта по результатам геолого-разведочных работ 2015–2019 гг. / О. В. Елишева, Е. Л. Лазарь, Е. А. Лыжин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 32–37.
11. Елишева, О. В. Создание литофациальных 2D-моделей продуктивных пластов как основы прогноза коллекторов по данным сейсморазведки МОГТ / О. В. Елишева. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-20-30. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 20–30.
12. 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.
13. Палеогеография центральных и южных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в батское время / А. Э. Конторович, В. А. Казаненков, Л. Г. Вакуленко [и др.]. – Текст : непосредственный // Юрская система России : проблемы стратиграфии и палеогеографии. Материалы первого Всероссийского совещания, Москва, 21–22 ноября 2005 г. / Под редакцией В. А. Захарова, М. А. Рогова, О. С. Дзюбы. – Москва : ГИН РАН, 2005. – С. 141–143.
14. Мандельброт, Б. Фрактальная геометрия природы / Б. Мандельброт ; перевод с английского. – Москва : Институт компьютерных исследований, 2002. – 656 с. – Перевод изд.: *The Fractal Geometry of Nature* / Benoit B. Mandelbrot, 1982. – Текст : непосредственный.
15. Dwyer, B. Technical correspondence : comment on computer rendering of fractal stochastic models / B. Dwyer. – DOI 10.1145/358589.383446. – Direct text // *Communications of the ACM*. – 1982. – Vol. 25, Issue 8. – P. 581–583.
16. Кроновер, Р. М. Фракталы и хаос в динамических системах. Основы теории / Р. М. Кроновер ; перевод с английского. – Москва : Постмаркет, 2000. – 352 с. – Перевод изд.: *Introduction to Fractals and Chaos* / Richard M. Crownover, 1995. – Текст : непосредственный.
17. Barnsley, M. *Fractals Everywhere* / M. Barnsley. – Boston : Academic Press, 1988. – 548 p. – Direct text.
18. Елишева, О. В. Инновационный подход применения метода фрактального анализа для снижения геологических рисков на поисковой стадии ГРП (на примере Уватского района юга Тюменской области) / О. В. Елишева, К. А. Сосновских. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 12 (241). – С. 23–29.
19. Марченко, Е. А. Планирование рисков при проведении геологоразведочных работ / Е. А. Марченко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 14–17.
20. Смирнов, И. А. Методический аппарат оценки инвестиционной привлекательности проектов / И. А. Смирнов. – Текст : непосредственный // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 1. – С. 82–85.
21. Азарова, А. И. Проблемы оценки инвестиционной привлекательности проектов нефтегазовой компании / А. И. Азарова. – Текст : непосредственный // Проблемы учета и финансов. – 2011. – № 3. – С. 19–25.

References

1. Tcharo, H., Vorobev, A. E., & Vorobyev, K. A. (2018). Digitalization of the oil industry: basic approaches and rationale for "intelligent" technologies. *The Eurasian Scientific Journal*, 2(10). (In Russian). Available at: <https://esj.today/PDF/88NZVN218.pdf>
2. Tikhopoy, Yu. M., & Stepanenko, D. A. (2021). The oil and gas industry digital transformation. *Business Strategies*, 9(2), pp. 58–61. (In Russian). DOI: 10.17747/2311-7184-2021-2-58-61
3. Cherniaev, D. S., & Namiot, D. E. (2019). The role of digital technologies in the exploration, production, and transportation of oil and gas products. *International Journal of Open Information Technologies*, 7(11), pp. 79–85. (In Russian).
4. New Realities in Oil and Gas: Data Management and Analytics. White paper Cisco public-2017. (In English). Available at: https://www.cisco.com/c/dam/en_us/solutions/industries/energy/docs/OilGasDigitalTransformationWhitePaper.pdf

5. BRU21. Better Resource Utilization in the 21st century. (In English). Available at: http://www.ipt.ntnu.no/BRU21_Report.pdf
6. Oil & Gas Digital Twins for Prognostics & Health Management. (In English). Available at: <https://www.ansys.com/blog/oil-and-gas-digital-twins-improve-prognostics-health-management>
7. Zapivalov, N. P., Smirnov, G. I., & Kharitonov, V. I. (2009). Fraktaly i nanostruktury v neftegazovoy geologii i geofizike. Novosibirsk, GEO Publ., 131 p. (In Russian).
8. Orlova, I. O., Datsenko, E. N., Avakimyan, N. N., & Orlov, I. V. (2018). Fractals in oil and gas branch. Bulatovskie chteniya - Readings name of A. I. Bulatov, 2-2, pp. 70-73. (In Russian).
9. Polyakov, A. A. & Murzin, Sh. M. (2012). International experience in geological risk analysis. Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies, 7(4). (In Russian). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf
10. Elisheva, O. V., Lazar, E. L., Lyzhin, E. A., Safonov, V. G., Zhidkov, A. V., & Zhestkov, D. N. (2020). The methodology of adaptation for searching new hydrocarbon reservoir in the Jurassic and Neokomian sediments of the Uvat project areas by the results of the exploration 2015-2019. Oil Industry, (11), pp. 32-37. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37
11. Elisheva, O. V. (2019). Building of 2D Lithofacies Models of Productive Reservoirs as the Basis for Collectors' Prediction by 3D CDP Seismic Survey Data. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (8), pp. 20-30. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-20-30
12. 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 English).
13. Kontorovich, A. E., Kazanenko, V. A., Vakulenko, L. G., Topeshko, V. A., Saenko, L. S., Nikolenko, O. D., & Mitkarev, V. A. (2005). Paleogeografiya central'nyh i yuzhnyh rajonov Zapadno-Sibirskogo osadochnogo bassejna v batskoe vremya. Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii. Materialy pervogo Vserossiyskogo soveshchaniya, Moscow, November, 21-22, 2005. Moscow, GIN RAN Publ., pp. 141-143. (In Russian).
14. Mandelbrot, B. (1982). The Fractal Geometry of Nature. W. H. Freeman and Co., 468 p. (In English).
15. Dwyer, B. (1982). Technical correspondence: comment on computer rendering of fractal stochastic models. Communications of the ACM, 25(8), pp. 581-583. (In English). DOI: 10.1145/358589.383446
16. Crownover, R. (1995). Introduction to Fractals and Chaos. Jones and Bartlett Publishers Inc., 304 p. (In English).
17. Barnsley, M. (1988). Fractals everywhere. Academic Press Professional, Inc., USA, 548 p. (In English).
18. Elisheva, O. V., & Sosnovskikh, K. A. (2020). Innovative Approach to Applying Fractal Analysis to Reduce Geological Risks at the Start Explorations (for Example the Uvat District of the Tyumen Region). Neft, Gaz, Novatsii, 12(241), pp. 23-29. (In Russian).
19. Marchenko, E. A. (2010). Risk assessment for exploration. Oil industry, (2), pp. 14-17. (In Russian).
20. Smirnov, I. A. (2007). Metodicheskiy apparat otsenki investitsionnoy privlekatel'nosti proektov. Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa, (1), pp. 82-85. (In Russian).
21. Azarova, A. I. (2011). Issues of a projects investment appeal estimation of the oil and gas company. Problemy uchehta i finansov, (3), pp. 19-25. (In Russian).

Сведения об авторах

Елишева Ольга Владимировна, к. г.-м. н., эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Сосновских Кирилл Андреевич, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Olga V. Elisheva, Candidate of Geology and Mineralogy, Expert in Geology, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Kirill A. Sosnovskikh, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Строение комплекса верхнемеловых отложений Западной Сибири

**В. А. Маринов^{1, 2*}, С. Е. Агалаков¹, Т. В. Глухов¹, А. И. Кудаманов¹,
М. Ю. Новосёлова¹**

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

²Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: vamarinov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Изложены результаты многолетних комплексных стратиграфических исследований верхнего мела (без сеномана) Западной Сибири. Проведены анализ и обсуждение объема местных стратиграфических подразделений, полноты их биостратиграфической и литологической характеристики. На основе актуальных результатов анализа новых материалов (литологических, биостратиграфических, геофизических исследований скважин, магнитостратиграфических, сейсмостратиграфических) детализирована и уточнена региональная схема корреляции местных стратиграфических подразделений. Предложены новый макет корреляционных схем, схема фациального районирования, внесены обоснованные изменения в номенклатуру свит верхнего мела (без сеномана) Западной Сибири. Славгородский и ипатовский горизонты заменены единым березовским горизонтом. Приведено краткое описание свит (охтеурьевская, тагульская, большелайдинская, нижнеагальская), выделенных впервые.

Ключевые слова: стратиграфия; верхний мел; Западная Сибирь

The Upper Cretaceous deposits structure of Western Siberia

**Vladimir A. Marinov^{1, 2*}, Sergey E. Agalakov¹, Timofey V. Glukhov¹,
Alexander I. Kudamanov¹, Maya Yu. Novoselova¹**

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: vamarinov@tnnc.rosneft.ru

Abstract. As the title implies the article presents the results of many years comprehensive research of the Western Siberian Upper Cretaceous stratigraphy (without Cenomanian). The volume of Upper Cretaceous formation, their biostratigraphic and lithological characteristics are discussed. Based on the analysis of new materials (lithological, biostratigraphic, well geophysics investigation data, magnetostratigraphic, seismostratigraphic), the regional correlation scheme of formations, members and beds has been refined. A new model of correlation schemes, a scheme of facies zoning, and reasonable changes in the nomenclature of the Upper Cretaceous formations are proposed. The Slavgorod and Ipatovo horizons have been replaced by a single Berezovo horizon. Specific properties description of the new suites, established at the first (Okhteurievo, Tagul, Bolshaya Laida, Nizhnaya Agapa), have been done.

Key words: stratigraphy; Upper Cretaceous; Western Siberia

Введение

Модель верхнего мела для территории Западной Сибири была предложена в 60-х годах прошлого века [1, 2], в дальнейшем совершенствовалась, в основном в части зональных биостратиграфических шкал. Керна из верхнего мела Западно-Сибирской плиты (ЗСП) до последнего времени поступал в ограниченном количестве. Необходимость уточнения и, вероятно, частичного переосмысления строения верхнего мела региона с каждым годом становится все более актуальной.

Объект и методы исследования

В 2000-х годах резко увеличилась разрешающая способность сейсмостратиграфии, появилась возможность создавать модели послойной корреляции интервалов разреза на площади всей ЗСП. В разы увеличилось количество скважин, вскрывших меловой интервал, появились новые методы геофизических исследований скважин (ГИС). За последние десять лет, впервые после параметрического бурения 1950-х годов, отобрано большое количество керн из интервала верхнего мела в разных районах ЗСП. Комплексное применение методов сейсмопрофилирования, магнитостратиграфии и биостратиграфии позволило проследить реперные горизонты на огромные расстояния. На основе геофизических, литологических и палеонтологических данных определены области распространения и зоны выклинивания горизонтов, свит, пластов и пачек. Существенно уточнены стратиграфическое положение и объем местных и региональных стратиграфических подразделений. Результаты стратиграфических и фациальных построений были представлены на стратиграфических совещаниях различного уровня [3]. Неоднозначность интерпретации представленных стратиграфических данных вызвала много замечаний и рекомендаций к новым схемам. В основном замечания касались новой трактовки стратиграфического положения и объема *ипатовской* и *славгородской* свит, *кузнецовского* и *ганькинского* горизонтов. С учетом рекомендаций в схемы стратиграфии были внесены соответствующие исправления.

По данным ГИС более 4 000 скважин была построена сеть региональных профилей корреляции — 11 широтных и 6 меридиональных. Проведен анализ более 200 тыс. пог. км 2D-сеймики Ямало-Тюменского, Тазовского и Усть-Енисейского районов. Для изучения фациальных переходов построены 16 широтных детальных профилей корреляции надсенноманских отложений ЗСП, пересекающих границы фациальных районов [3]. Сделана ревизия биостратиграфических датировок, выполнен значительный объем палеонтологических исследований. Анализ новых материалов позволил уточнить как региональную часть стратиграфических схем верхнего мела (РСС), так и корреляционную.

Стратиграфические горизонты верхнего мела ЗСП

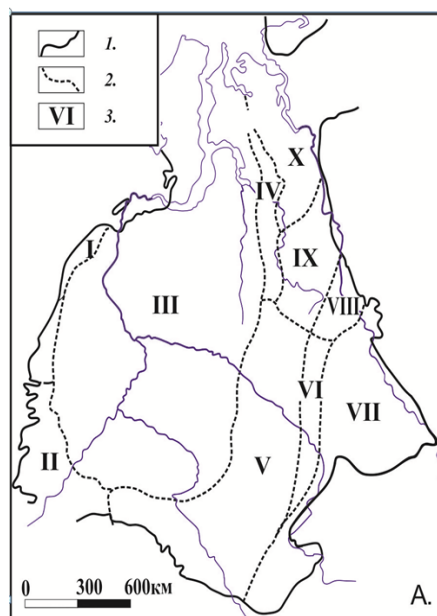
В разрезе турона — маастрихта ЗСП выделяются четыре региональных стратиграфических горизонта, отражающих крупные этапы седиментогенеза (рис. 1).

Кузнецовский горизонт представляет толщу морских глин, залегающих на песчано-алевритовых осадках уватского горизонта. Возраст горизонта

не вызывает значительных разногласий. Находками иноцерамид в наиболее полных разрезах [4] обосновано приблизительное соответствие подошвы горизонта границе сеномана — турона. Верхи кузнецовского горизонта относятся к нижнеконьякскому подъярису [3].

Рис. 1. **Схема корреляции свит и схема фациального районирования верхнего мела (без сеномана) Западной Сибири.**

А — схема фациального районирования [5];
1 — границы распространения мезозойских отложений, 2 — границы структурно-фациальных районов, 3 — номера структурно-фациальных районов; I–X — структурно-фациальные районы: I — Полярное и Приполярное Зауралье, II — Северное, Среднее и Южное Зауралье, III — Ямало-Тюменский, Тюменско-Васюганский (а), Березово-Вартовский (б), Ямало-Уренгойский (в), IV — Тазовский, V — Омско-Ларьякский, VI — Колпашевский, VII — Кулундино-Чулымский, VIII — Елогуйский, IX — Туруханский, X — Усть-Енисейский;
Б — корреляция отложений верхнего мела центральных и северных районов Западной Сибири [9]; В — корреляция по результатам сейсмического профилирования [3];
Г–Е — литология: Г — пески и алевроиты; Д — глины; Е — опоки и опоковидные глины



Отдел	Ярус	Структурно - фациальный район, свиты			
		Омско-Ларьякский (V)	Ямало-Тюменский (III)	Тазовский (IV)	Усть-Енисейский (X)
Верхне меловой	Маастрихт	Ганькинская	Ганькинская	Танамская	Танамская
	Кампан	Славгородская	Березовская, верхняя подсвита	Часовская, верхняя подсвита	Салпадинская
	Сантон	Ипатовская	Березовская, нижняя подсвита	Часовская, нижняя подсвита	Насоновская
	Коньяк				
	Турон	Кузнецовская	Кузнецовская	Газалинская пачка	Кузнецовская
Б.					Дорожковская

Г. Д. Е.

Отдел	Ярус	Структурно - фациальный район, свиты			
		Омско-Ларьякский (V)	Ямало-Тюменский (III)	Тазовский (IV)	Усть-Енисейский (X)
Верхне меловой	Маастрихт	Ганькинская	Ганькинская	Танамская	Танамская
	Кампан	Славгородская	Березовская, верхняя подсвита	Часовская, верхняя подсвита	Салпадинская
	Сантон		Березовская, нижняя подсвита	Часовская, нижняя подсвита	Насоновская
	Коньяк				
	Турон	Ипатовская	Кузнецовская	Газалинская пачка	Кузнецовская
В.		Дорожковская			Дорожковская

Ипатовский горизонт был выделен как толща глинисто-песчано-алевритовых осадков коньяк-сантонского ярусов [5]. Типовая одноименная свита развита на юго-востоке региона (см. рис. 1 б). Стратотип ипатовской свиты — в скважине Ипатовская 1Р (интервал 520–595 м) Здвинского района (юго-запад Новосибирской области). Результатами детальной корреляции по сейсмостратиграфии и ГИС [3, 6] обоснованы другие взгляды о

стратиграфическом положении типовой свиты. В предложенной модели песчаная толща соответствует средней части кузнецовской свиты в западных районах и газалинской пачке — в восточных. В таком варианте ипатовская свита соответствует средне- и верхнетуронскому подъярусам [7], относится к *кузнецовскому* горизонту, а не *ипатовскому* (см. рис. 1 в).

Песчано-алевритовые породы коньяка и сантона на востоке ЗСП выделены как *маргельтовская* (Туруханский район) и *насоновская* свиты (Усть-Енисейский район). Кровельные пласты этих свит в РСС [5] сопоставлены с *хэяхинской* пачкой. Но на профилях корреляции хэяхинская пачка в Усть-Енисейском и Туруханском районах соответствует нижней подсвите салпадинской свиты и основанию костровской.

Славгородский горизонт представляет толщу преимущественно глинистых, часто опоковидных пород [5], типовая свита горизонта, славгородская, выделена в скважине Славгородская 1Р (ОС) [8], имеет стабильный состав, строение, уверенно опознается в сеймостратиграфии. В подошве горизонта находится важный корреляционный уровень, *мярояхинская* пачка глин, в средней части — *хэяхинская* пачка опок. Согласно действующей РСС [8], типовая свита относится к кампану, без верхней ее части. Результаты корреляции ОС и биостратиграфических определений показывают коньякский, сантонский и кампанский возраст [7]. Следовательно, объем славгородской свиты и славгородского горизонта (кампанский ярус) в стратотипическом районе отличаются. На северо-востоке ЗСП, в Усть-Енисейском районе, пачка чередования опоковидных глин и алевритов (на песках и песчаниках) выше насоновской свиты (сантон), выделяется как салпадинская (кампан) и танамская (маастрихт) свиты. Единственный надежный репер в сантоне — маастрихте северо-востока ЗСП — хэяхинская пачка опок в нижней части салпадинской свиты.

Ганькинский горизонт сложен известковистыми и мергелистыми глинами, в различной степени алевритовыми, по периферии содержащими слои алевритов, песков и песчаников. Положение нижней и верхней границ ганькинской свиты (горизонта) не однозначно. Согласно РСС [9], горизонт включает верхи верхнекампанского подъяруса, маастрихтский и датский ярусы. Как правило, граница славгородского и ганькинского горизонтов проводится по первому появлению известковистых глин. В стратотипе, на юго-востоке ЗСП, граница славгородской свиты и ее аналогов и ганькинской находится внутри пачки чередования опоковидных и известковистых глин, песчаников и алевритов. Уровень не является изохронным, поэтому подошву ганькинского горизонта совмещают с основанием верхнекампанского подъяруса [10], с его верхней частью [9] или с подошвой маастрихтского яруса [11, 12]. Верхняя граница ганькинской свиты, как правило, совпадает с поверхностью крупного стратиграфического несогласия [13]. Неопределенность положения кровли ганькинского горизонта связана с разногласиями относительно стратиграфического положения верхней зоны горизонта *Brotzenella praeacuta*.

Схема структурно-фациального районирования верхнего мела ЗСП (см. рис. 1) отражает специфику седиментации во внутриконтинентальном бассейне. В центральной части находится зона наиболее мористых отложе-

ний (Ямало-Тюменский район). К периферии морские отложения сменяются мелководно-морскими, прибрежно-морскими и озерно-аллювиальными.

В принятой схеме районирования [5] концентрическая фациальная зональность нарушается на границе Омско-Ларьякского и Тазовского, Колпашевского и Елогуйского районов.

Верхний мел на севере и юго-востоке ЗСП имеет сходное строение. В основании верхнего мела залегает песчано-алевритовая толща уватского горизонта, перекрытая морскими глинами турона. Перекрывает глинистую толщу циклически построенное клиноформное песчано-алевритовое тело, которое на юге региона (Омско-Ларьякский район) относится к коньяку и сантону, на севере (Тазовский район) — к среднему и верхнему турону [9].

В Елогуйском, Колпашевском и Туруханском районах развиты прибрежно-морские отложения с опесчаненными реперными пачками глин. Отличие Колпашевского района от Туруханского и Елогуйского заключается в различном стратиграфическом объеме глинистой толщи в основании морского разреза верхнего мела. В Колпашевском районе это туронский ярус целиком (верхнесимоновская подсвита), в Туруханском и Елогуйском — только нижнетуронский подъярус (дорожковская свита).

В Усть-Енисейском структурно-фациальном районе (СФР) верхний мел представляет цикличное чередование глин, алевритов, песков и песчаников прибрежно-морского и неморского генезиса, однако с различной структурой и составом на правом и левом берегах Енисея. Правобережный тип отличается отсутствием кремнистых прослоев и стратиграфическим положением глинистых, алевритовых и песчаных пачек (свит). Верхней свитой мела является песчано-алевритовая кресты-юряхская (маастрихт). Средняя часть верхнего мела (сантон — кампан) относится к глинисто-алевритовой мутинской свите. Мутинскую свиту подстилает насоновская, представленная чередованием глинистых, песчаных и алевритовых пачек, разделенных поверхностями размыва с горизонтами фосфоритов. Глинистая пачка ниже насоновской свиты позднесеноман-раннетуронского возраста, согласно РСС [9], относится к дорожковской свите. Ее возраст обоснован находками верхнесеноманских и нижнетуронских иноцерамид [14]. В стратотипе, на левом берегу Енисея в Туруханском районе, объем дорожковской свиты другой, соответствует нижнему и нижней части среднего турона [15].

Верхний мел на крайнем западе ЗСП, на Северном и Приполярном Зауралье представляет переслаивание опок, глин, песков, песчаников и алевролитов с кремнистым цементом. В южной и средней зонах Зауралья распространены преимущественно псаммитовые породы, пески, песчаники и прослои гравелитов. На юго-западе, в Курганской области и на севере Казахстана верхний мел имеет более тонкий и выдержанный состав. В верхней части разреза находится ганькинская свита, толща карбонатных глин в различной степени песчанистых, что отличает его от Южно-Зауральского типа.

Обсуждение результатов корреляции

Обоснование предлагаемой корректировки стратиграфического положения свит, пачек и пластов выполнено на основе анализа биостратиграфических, литологических и геофизических данных по наиболее изученным скважинным разрезам (рис. 2).



Рис. 2. Схема расположения опорных разрезов:

- 1 — граница распространения осадочного чехла Западной Сибири;
 2 — границы распространения верхнего мела; 3 — местоположение опорных скважин. Опорные скважины:
 I — Русскополянская; II — Ипатовская;
 III — Барабинская; IV — Нововасюганская;
 V — Колпашевская 2; VI — Максимкин-Ярская 1Р; VII — Уватская 1Р;
 VIII — Харампурская, сводный разрез

Кузнецовская и дорожковская свиты. Согласно [9], базальная глинистая морская толща верхнего мела на большей части ЗСП относится к туронскому ярусу. На северо-востоке объем толщи ограничен нижним и частью среднего подъяруса турона. Кузнецовская свита в стратотипе отвечает туронскому ярусу и нижней части нижнеконьякского подъяруса. Возраст свиты обоснован находкой верхнетуронского аммонита *Baculites romanovskii* Arkh. (Уватская 1Р, в средней части свиты) [12]. Вблизи линии, соединяющей города Тарко-Сале и Нижневартовск, в средней части кузнецовской свиты появляется пачка алевроитов. В направлении на восток мощность пачки, выделяемой как ипатовская свита, резко увеличивается. По ее западной границе проводится восточная граница Ямало-Тюменского района. К востоку от Ямало-Тюменского района стратиграфический объем базальной толщи глин верхнего мела отличается от кузнецовской свиты и соответствует нижнему турону (рис. 3), а также полностью соответствует дорожковской свите [16]. Район распространения *кузнецовской* свиты предлагается ограничить территорией Ямало-Тюменского района и северной частью Зауралья. На разрезах — между ОГ Г и С₄ в кровле с мярояхинской пачкой глин. Глинистая толща верхнего сеномана и нижнего турона на правобережье Енисейского залива, отнесенная к дорожковской свите [9], отличается от типовых разрезов свиты структурой и стратиграфическим положением. Предлагается выделить ее в самостоятельную нижнеагапскую свиту со стратотипом в береговых обрывах р. Нижняя Агапа [14].

Ипатовская свита. Неопределенность стратиграфического положения ипатовской свиты связана с отсутствием ее биостратиграфической характеристики в стратотипическом разрезе [17]. Но в непосредственной близости от стратотипа свиты, подстилающие и перекрывающие ее отложения, надежно датированы находками комплексов фораминифер, наннопланктона, аммонитов и иноцерамид [18, 19] (рис. 4).

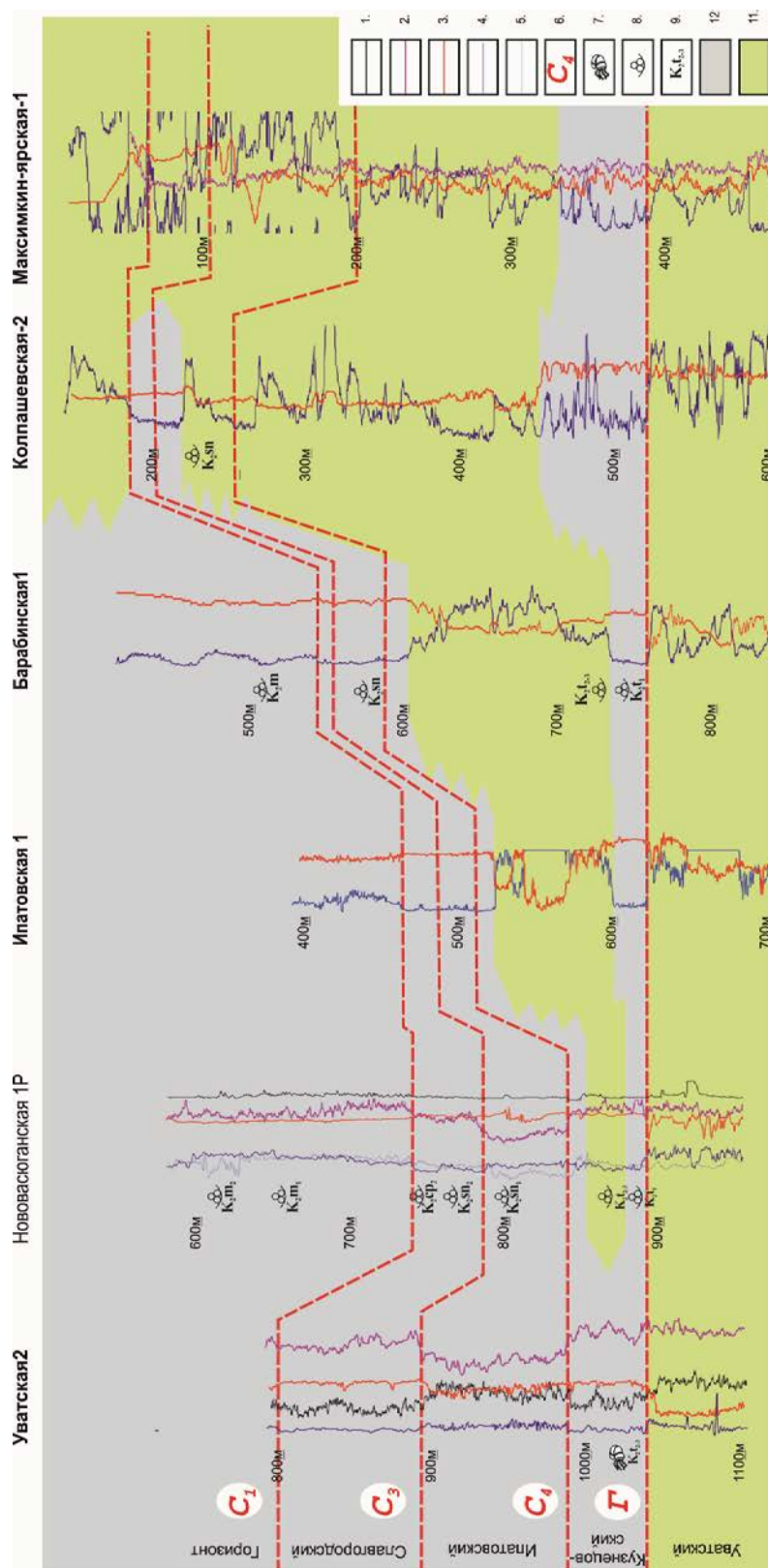


Рис. 3. Корреляция по линии скважин Уватская, Нововасюганская, Ипатовская, Барабинская, Колпашевская, Максимкин – Ярская:
 1–5 — каротажные диаграммы: 1 — кавернометрия, 2 — гамма-каротаж, 3 — каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации,
 4 — градиент-зонд, 5 — каротаж сопротивления; 6 — индексы сейсмоотражающих горизонтов; 7–9 — биостратиграфические датировки:
 7 — по аммонитам, 8 — по микрофоссилям, 9 — индексы геологического возраста; 10, 11 — литология; 10 — глины, 11 — алевроиты и песчаники

Поскольку основным методом корреляции на закрытых территориях является сейсмический, для удобства картирования свит предлагается совместить границы свит с пачками глин, с которыми связаны сейсмотражающие горизонты (ОГ). В состав ипатовской свиты предлагается включить залегающую выше песчано-алевритовой пачки мярояхинскую пачку глауконитсодержащих глин, кровля которой совпадает с ОГ С₄, и выделить новое стратиграфическое подразделение, *охтеурьевскую* свиту в интервале среднего турона — нижнего коньяка. Свита сложена мелководно-морскими породами и распространена на востоке ЗСП. Суммарный стратиграфический объем *дорожковской* и *охтеурьевской* свит полностью соответствует *кузнецовской* свите в Ямало-Тюменском районе. *Мярояхинская* пачка глин в кровле *кузнецовской* и *охтеурьевской* свит опесчанивается и перестает опознаваться на каротажных диаграммах и сейсмостратиграфических профилях вблизи границы Омско-Ларьякского фациального района. Глинистой остается верхняя часть *славгородской* свиты, над *хэяхинской* пачкой опок.

Толщу прибрежно-морских песчано-алевритовых отложений среднего турона — сантона, развитую в восточной половине низменности и являющуюся стратиграфическим аналогом суммарно *ипатовской* и нижней части *славгородской* свит, предлагается выделить как новую *тагульскую* свиту. Верхняя граница *тагульской* свиты совпадает с ОГ С₃, который проходит в кровле *хэяхинской* пачки опок. *Тагульская* свита по составу и стратиграфическому объему близка к *насоновской*, но не является аналогом, поскольку включает *хэяхинскую* пачку кремнистых глин, базальную часть *салпадинской* свиты. Распространение *насоновской* свиты с типовым разрезом возле пос. Насон ограничивается территорией правобережья нижнего течения р. Енисей.

Славгородская свита включает, согласно результатам корреляции, *мярояхинскую* пачку глин в подошве (с ОГ С₄), в средней части — *хэяхинскую* пачку опок (с ОГ С₃), глинистую пачку (с ОГ С₂) в кровле. Если *мярояхинская* пачка из *славгородской* свиты перемещается в *охтеурьевскую*, объем *березовской* и *славгородской* свит становится полностью тождественным.

На юго-востоке, в Колпашевском районе верхняя часть *славгородской* (*березовской*) свиты кампанского возраста, которая соответствует характеристике верхнеберезовской подсвиты, продолжает оставаться глинистой. На севере (Гыданский полуостров), наоборот, глинистой остается только нижняя часть *березовской* свиты (выше *мярояхинской* пачки; ОГ С₄) и до кровли *хэяхинской* (ОГ С₃), а верхняя часть, между ОГ С₃ и С₁, представляет чередование глин, песков, алевролитов и песчаников. На юге ЗСП большее площадное распространение имеет верхняя подсвита, на севере — нижняя.

Насоновскую свиту Усть-Енисейского района (средний турон — сантон) перекрывают *салпадинская* (кампан) и *танамская* (маастрихт) свиты, представляющие толщу переслаивания глин, алевритов, песков, в различной степени опоковидных. Граница между этими свитами нерезкая — по росту доли песчаной составляющей (вверх по разрезу и с запада на восток). Предлагается объединить толщу песчано-глинисто-алевритовых осадков с подчиненными слоями кремнистых алевролитов и песчаников кампанского и маастрихтского ярусов в новую свиту — *большелайдинскую*, исключив

из ее состава базальную толщу опоковидных глин, отнесенную в состав новой *тагульской* свиты. Площадное распространение *большелайдинской* свиты намного больше, чем *танамской*, поскольку включает полосу прибрежно-морских отложений вдоль всей восточной периферии ЗСП.

Ипатовский (средний коньяк — сантон) и *славгородский* (кампан) горизонты не соответствуют по своему объему типовым свитам. *Ипатовская* свита относится к среднему и верхнему турону. *Славгородская* соответствует коньякскому, сантонскому и кампанскому ярусам и, следовательно, соответствует верхней части кузнецовского, ипатовскому и славгородскому горизонтам. Ипатовский и славгородский горизонты на большей части Западной Сибири близки по составу и представляют кремнисто-глинистую толщу, отвечающую коньяку (без нижнего подъяруса), сантону и кампану. Предлагается объединить горизонты и восстановить упраздненный ранее березовский горизонт, с двумя подгоризонтами, соответствующими верхней и нижней подсвитам березовской свиты.

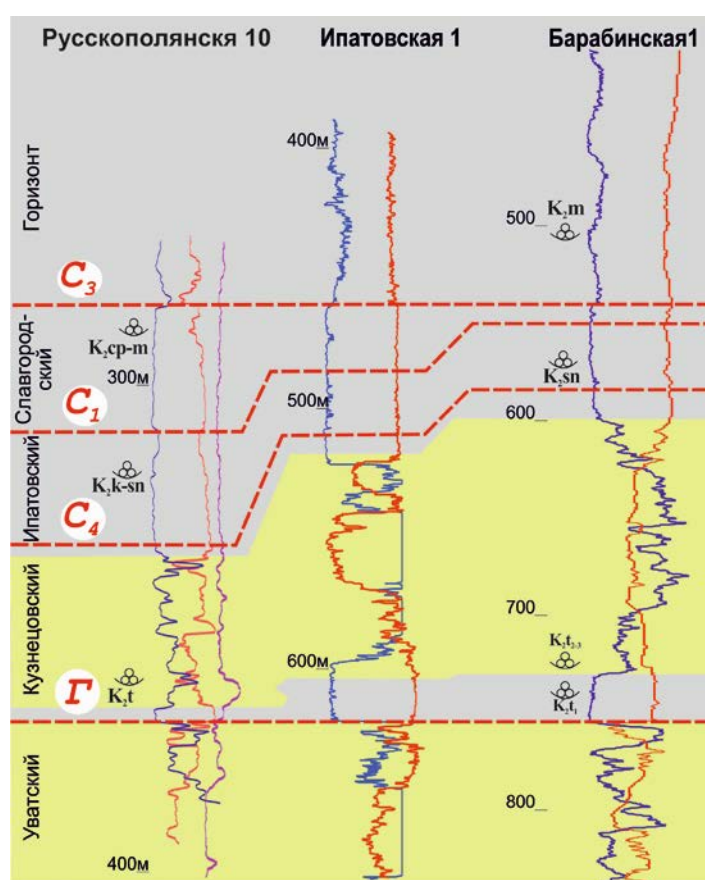


Рис. 4. Корреляция по линии скважин Русскополянская 8, Ипатовская 1Р, Барабинская 1Р. Условные обозначения приведены на рисунке 3

Ганькинская свита. Неоднозначность нижней границы определяется латеральной изменчивостью ее состава. Наиболее характерная особенность *ганькинского* горизонта (свиты) — ее карбонатность и богатые комплексы

фораминифер с секретионно-карбонатной раковиной (подошва свиты — по их появлению в осадках). Нижняя граница карбонатных глин не изо-хронная. Карбонатная доля может отсутствовать полностью (например, в зоне распространения опок *леплинской* свиты на северо-западе). На севере отдельные прослои известковистых глин появляются уже в основании *верхнеберезовской* подсвиты. На востоке верхняя часть *славгородской* свиты сложена чередованием карбонатных и безкарбонатных глин. Наиболее четкая граница *ганькинской* и *березовской* свит установлена в Ямало-Тюменском районе, где *ганькинская* свита (горизонт) имеет наилучшую выдержанность толщин, литологических и геофизических характеристик [3]. В ОС Покурская 1Р, Уватская 1Р, Тарская 1Р в Ямало-Тюменском районе нижние слои *ганькинской* свиты относятся к зоне *Spiroplectammina variabilis*, *Gaudryina rugosa spinulosa* нижнего маастрихта [20]. Предлагается считать эту зону нижним ограничением *ганькинского* горизонта. Верхняя часть *ганькинской* свиты содержит комплекс фораминифер с *Brotzenella praeacuta* в скважинах Омская 1Р и Новологиновская 1Р и 5Р. В составе комплекса обнаружены планктонные фораминиферы, уточняющие датировку зоны в пределах маастрихта. Выше, в основании *талицкой* свиты, вид *Brotzenella praeacuta* (Vass.) продолжает встречаться, но комплекс фораминифер по составу и структуре относится к зональному *Ammoscalaria friabilis* нижнего палеоцена и содержит раковины палеогеновых планктонных фораминифер [21]. Следовательно, предлагается совместить кровлю *ганькинского* горизонта и зоны *Brotzenella praeacuta* с границей мела и палеогена.

Изменения свитной корреляции определили корректировку схемы фациального районирования. В предлагаемой схеме [7] корреляции вся глинистая толща в основании разреза на востоке ЗСП отвечает нижнему турону. Дорожковская свита коррелируется с глинами нижних пачек кузнецовской свиты и верхнесимоновской подсвиты. Полоса развития мелководных осадков среднего и верхнего турона в центральной части ЗСП (газалинская и ипатовская свиты) обособляется как новый Омско-Гыданский район. Маргельтовская свита суммарно соответствует ипатовской и славгородской свитам, без верхней *хэяхинской* пачки. Венчает разрез мела толща прибрежно-морских глин, песков и алевроитов с прослоями оолитовых железных руд, глауконитовых песков и песчаников, которая в Колпашевском районе относится к *ганькинской* свите, в Туруханском — к верхам костровской. В новой схеме корреляции строение верхнего мела Туруханского, северной части Елогуйского и Колпашевского районов является очень сходным, отличаясь различным содержанием песчаной составляющей в верхней части разреза. Предлагается выделить единый Колпашево-Енисейский район с преимущественно прибрежно-морскими отложениями. Верхний мел Елогуйского, в восточных частях Туруханского и Усть-Енисейского районов относится к зоне развития озерных и аллювиальных отложений и по своему строению близок к Кулундино-Чулымскому типу разрезов. Территория распространения кресты-юряхской, мутинской, насоновской и нижеагапской свит на правобережье Енисейского залива выделена в самостоятельный Пясинский район.

Выводы и рекомендации

Схема структурно-фациального районирования должна быть приведена в соответствие с выбранным вариантом посвитной корреляции (рис. 5).

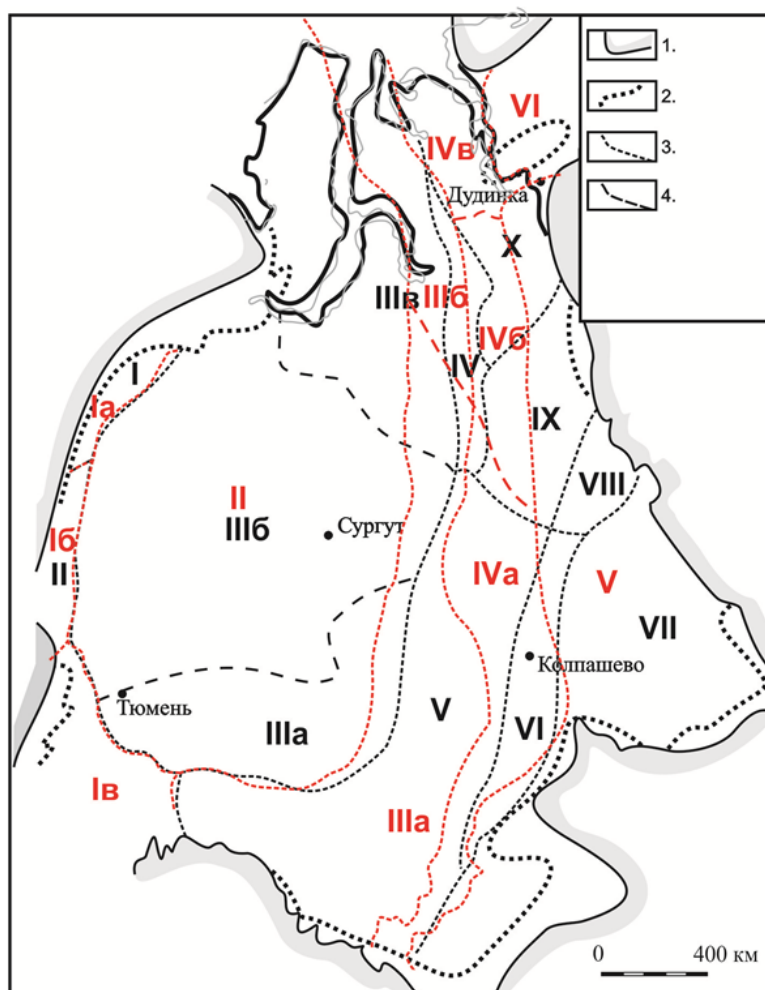


Рис. 5. Схема фациального районирования верхнемеловых отложений Западной Сибири.

1 — границы распространения мезозойских отложений в Западной Сибири; 2 — границы распространения верхнемеловых отложений; 3 — границы структурно-фациальных районов; 4 — границы структурно-фациальных подрайонов; номера структурно-фациальных районов [9]: I — Полярное и Приполярное Зауралье, II — Северное, Среднее и Южное Зауралье, III — Ямало-Тюменский, Тюменско-Васюганский (а), Березово-Вартовский (б), Ямало-Уренгойский (в), IV — Тазовский, V — Омско-Ларьянский, VI — Колпашевский, VII — Кулундино-Чулымский, VIII — Елогуйский, IX — Туруханский, X — Усть-Енисейский; номера предлагаемых структурно-фациальных районов: I — Зауралье, Приполярное и Северное Зауралье (а), Южное и Среднее Зауралье (б), Притургайский подрайон (в), II — Ямало-Тюменский, III — Омско-Гыданский район, Омско-Тазовский подрайон (а), Гыданский подрайон (б), IV — Колпашево-Енисейский район, Колпашевский подрайон (а), Русско-Реченский подрайон (б), Усть-Енисейский подрайон (в), V — Кулундино-Дудинский, VI — Пясинский. Красным цветом выделены номера и границы предлагаемых структурно-фациальных районов и подрайонов

Ниже представлены *фрагменты предлагаемого макета РСС верхнего мела (надсеноманская часть)* (рис. 6–8).

Предлагается внести в схему следующие изменения.

1. Разрезы Омско-Ларьякского и Тазовского структурно-фациальных районов отличаются только стратиграфическим положением клиноформной песчано-алевритовой толщи [9]. На юго-востоке песчаный пласт отнесен к коньяку и сантону (ипатовская свита), на северо-востоке — среднему и верхнему турону (газалинская пачка). Поскольку, согласно выполненным стратиграфическим построениям, клиноформная толща представляет единое литологическое тело средне-позднетуронского возраста, то северный и южный тип объединяются в Омско-Гыданский СФР. Район представляет полосу развития преимущественно мелководно-морских отложений верхнего мела на восточном борту ЗСП. Западную границу Омско-Гыданского района предлагается проводить по линии появления клиноформной алеврито-песчаной толщи среднего турона — *охтеурьевской* свиты. Восточная граница совпадает с линией опесчанивания и исчезновения как сейсмического репера *мярояхинской* глинистой пачки нижнего коньяка. К Омско-Гыданскому району отнесена территория распространения *охтеурьевской* алеврито-песчаной толщи на севере Ямала и на востоке Гыдана (ранее эта площадь рассматривалась в составе Ямало-Тюменского района).

2. Зону прибрежно-морских отложений на востоке ЗСП (Колпашевский район, северо-восток Омско-Ларьякского, западные части Туруханского и Усть-Енисейского районов) предлагается рассматривать как Колпашево-Енисейский район.

3. Площадь *сымской* свиты в Елогуйском районе, восточной части Туруханского и Усть-Енисейского следует отнести к Кулундинско-Дудинскому району (области формирования пород озерно-аллювиального генезиса). Выделение Туруханского, Елогуйского, Колпашевского фациальных районов обосновано различным возрастом пачки глин в основании надсеноманского разреза [9]. В Колпашевском районе толща (*верхнесимоновская* подсвита) отнесена к полному объему туронского яруса, в Туруханском и Елогуйском — к нижнему турону и верхнему сеноману (*дорожковская* свита). На профилях корреляции глинистая пачка представляет единое литологическое тело [3] и, судя по существующим биостратиграфическим датировкам, относится к нижнетуронскому и частично к среднетуронскому подъярусам. Существенно меньше различий в структуре разреза верхней части верхнего мела северо-восточных районов. Маргельтовская свита, состоящая преимущественно из песчаных пород, объединяется с близкой по составу нижнесымской подсвитой. Костровская свита (кампанского и маастрихтского возраста) в Елогуйском и Туруханском районах представляет чередование песков и песчаников прибрежно-морского и аллювиально-озерного генезиса и не отличается по составу и возрасту от средней и верхней подсвит *сымской* свиты.

Аналогичное стратиграфическое положение имеет в Колпашевском районе толща чередования прибрежно-морских и мелководно-морских отложений, но существенно более глинистых, в верхней части карбонатных, что позволяет отнести нижнюю безкарбонатную часть к верхнеберезовской подсвите, а верхнюю (с мергелями) — к ганькинской.



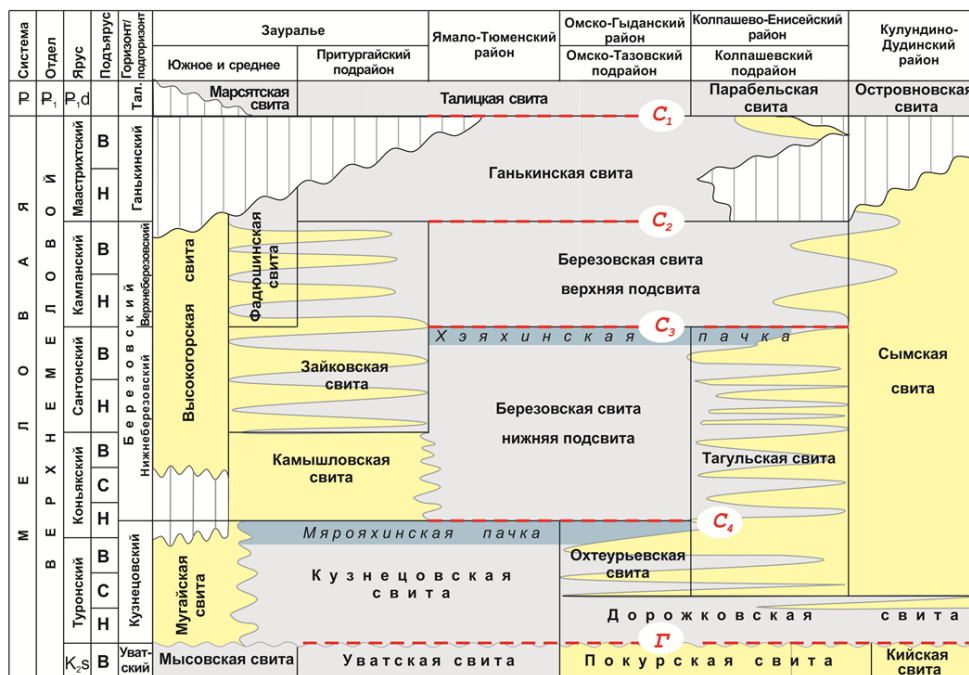


Рис. 8. Предлагаемая схема корреляции отложений верхнего мела южных районов Западной Сибири

4. Различия в составе пород позволяют выделить в Колпашево-Енисейском районе (зона прибрежно-морских отложений) три подрайона (по особенностям кампана и маастрихта) — Колпашевский, Русско-Реченский и Усть-Енисейский. В Колпашевском подрайоне развиты глинистые верхнеберезовская подсвита и ганькинская свита. В Русско-Реченском кампан и маастрихт сложены переслаиванием прослоев песков, алевролитов и глин, известковистых и опоковидных, которую предлагается выделить как самостоятельную большелайдинскую свиту. На значительной части Усть-Енисейского подрайона кампан и маастрихт отсутствуют, на остальной площади их состав аналогичен большелайдинской свите.

5. Название структурно-фациального района Полярное Зауралье неудачное, поскольку территория намного южнее полярного круга. Зону алевроитоглинистых, существенно кремнистых пород верхнего мела на севере западной окраины ЗСП логичнее отнести к Северному и Приполярному Зауралью. Расположенный южнее подрайон Зауралья со слоями гравелитов, глауконит-лептохлоритовых песчаников и алевролитов предлагается переименовать в Среднее и Южное Зауралье. Территорию ЗСП, относящуюся к Тургайскому прогибу (ранее — часть Южного Зауралья), выделить как Притургайский подрайон, с характерной особенностью, присутствием морских известковистых глин ганькинской свиты, прибрежно-морских и неморских отложений мугайской, камышловской, зайковской и фадюшинской свит. На юге Притургайского подрайона находится зона перехода ганькинской свиты в журавлевскую, в которой происходит опесчанивание мергелей и глин.

6. Предлагается разделить область прибрежно-морских и озерно-аллювиальных отложений в нижнем течении Енисея на два самостоятельных района с различным типом строения разреза — Усть-Енисейский и Пясинский. На левобережье Енисея, в Усть-Енисейском районе, структура верхнего мела близка к западно-сибирской и имеет последовательность свит, распространенных на востоке ЗСП. На правобережье, в Пясинском районе, прослеживаются свиты Северной Сибири, выделенные на правобережье Енисейского залива, в бассейнах рек Хеты и Пясины: впервые выделенная нижнеагапская, насоновская, мутинская, кресты-юряхская. Западной границей Пясинского района является Янгодо-Горбитское поднятие, на котором дербышинский горизонт выклинивается [22].

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования в рамках государственного задания FEWZ-2020-0007.

Библиографический список

1. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности, Тюмень, 21–27 марта 1967 г. – Тюмень, 1969. – Ч. 1. – 143 с. – Текст : непосредственный.
2. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности, Тюмень, 21–27 марта 1967 г. – Тюмень, 1970. – Ч. 2. – 274 с. – Текст : непосредственный.
3. Агалаков, С. Е. Макет региональных стратиграфических схем верхнего мела Западной Сибири нового поколения / С. Е. Агалаков, В. А. Маринов, А. И. Кудаманов. – Текст : непосредственный // Меловая система России и ближнего зарубежья : проблемы стратиграфии и палеогеографии : материалы IX Всероссийского совещания, Белгород, 17–21 сентября 2018 г. / Под редакцией Е. Ю. Барабошкина, Т. А. Липницкой, А. Ю. Гужикова. – Белгород : Политерра, 2018. – С. 21–24.
4. Верхнемеловые иноцерамы скважинных разрезов Западно-Сибирской низменности и некоторые вопросы стратиграфии туронского яруса / В. М. Харитонов, В. А. Маринов, А. В. Иванов, В. А. Фомин. – Текст : непосредственный // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. – 2007. – Т. 7, № 2. – С. 61–70.
5. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1991. – 53 с. – Текст : непосредственный.
6. Агалаков, С. Е. Проблема корреляции верхнемеловых отложений (без сеномана) на Севере Западной Сибири / С. Е. Агалаков, Ю. В. Бадучан. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефтегазовых бассейнов / Под редакцией Ю. Н. Карогодина. – Новосибирск : Издательский центр НГУ, 2003. – С. 70–80.
7. Агалаков, С. Е. Предпосылки к пересмотру региональной литофациальной и стратиграфической моделей кузнецовского и ипатовского горизонтов Западной Сибири / С. Е. Агалаков, А. И. Кудоманов, В. А. Маринов. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (научно-практическая конференция) / Под редакцией В. А. Волкова. – Ханты-Мансийск : Тюменский дом печати, 2016. – С. 156–164.
8. Труды Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири, 1956 г. – Ленинград : Гостоптехиздат, 1957. – 576 с. – Текст : непосредственный.
9. Постановления пленарных заседаний Межведомственного стратиграфического комитета и постоянных стратиграфических комиссий / Межведомственный стратиграфический комитет. – [Б. м.] : ОНТИ ВСЕГЕИ, 2006. – Выпуск 36. – 63 с. – Текст : непосредственный.
10. Подобина, В. М. Фораминиферы, биостратиграфия верхнего мела и палеогена Западной Сибири / В. М. Подобина. – Томск : ТГУ, 2009. – 427 с. – Текст : непосредственный.

11. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / Э. О. Амон, В. П. Алексеев, А. Ф. Глебов [и др.]; под редакцией В. П. Алексеева. – Екатеринбург : Уральский государственный горный университет, 2010. – 257 с. – Текст : непосредственный.
12. Стратиграфия и фауна меловых отложений Западно-Сибирской низменности / А. Е. Глазунова, В. Т. Балахматова, Р. Х. Липман [и др.]. – Ленинград : ВСЕГЕИ, 1960. – 347 с. – Текст : непосредственный.
13. Биостратиграфия морского палеогена Западно-Сибирской плиты / М. А. Ахметьев, Г. Н. Александрова, Э. О. Амон [и др.]. – Текст : непосредственный // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2001. – Т. 9, № 2. – С. 30–57.
14. Лебедева, Н. К. Седиментологический и палинологический анализ сеноман-туронского события на севере Сибири / Н. К. Лебедева, К. В. Зверев. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44, № 8. – С. 769–780.
15. Стратиграфия нижнего и среднего Турона (верхний мел) Приенисейской (левобережной) части Западной Сибири по иноцерамидам и фораминиферам / В. А. Маринов, С. Е. Агалаков, И. Н. Косенко [и др.]. – DOI 10.31857/S0869-592X27440-58. – Текст : непосредственный // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2019. – Т. 27, № 4. – С. 40–58.
16. Подобина, В. М. Фораминиферы и зональная стратиграфия верхнего мела Западной Сибири / В. М. Подобина. – Томск : ТГУ, 1989. – 174 с. – Текст : непосредственный.
17. Ростовцев, Н. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Н. Н. Ростовцев. – Текст : непосредственный // Информационный сборник ВСЕГЕИ. – 1955. – № 2. – С. 3–12.
18. Балахматова, В. Т. Стратиграфическое расчленение девонских, верхнеюрских, меловых и третичных отложений по Барабинской опорной скважине 1-Р на основании изучения микрофауны / В. Т. Балахматова, Р. Х. Липман. – Текст : непосредственный // Материалы по геологии и полезным ископаемым. Часть II. – Ленинград : Гостоптехиздат, 1955. – С. 70–87.
19. Палеонтологическая и магнитостратиграфическая характеристика верхнемеловых отложений, вскрытых скважиной 8 Русско-Полянского района (Юг Западной Сибири) / Н. К. Лебедева, Г. Н. Александрова, Б. Н. Шурыгин [и др.]. – DOI 10.7868/S0869592X13010055. – Текст : непосредственный // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2013. – Т. 21, № 1. – С. 43–73.
20. Кисельман, Э. Н. Микрофаунистические зоны ганькинской свиты Западно-Сибирской низменности / Э. Н. Кисельман. – Текст : непосредственный // Материалы по палеонтологии и стратиграфии Западной Сибири. – Ленинград : Гостоптехиздат, 1960. – С. 176–188.
21. Маринов, В. А. Сообщества бентосных фораминифер в Западной Сибири на рубеже мела и палеогена / В. А. Маринов, О. С. Урман. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2013. – № 1. – С. 81–101.
22. Глаголев, П. Л. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба / П. Л. Глаголев, В. Ф. Мазанов, М. П. Михайлова. – Москва : ИГиРГИ, 1994. – 118 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Resheniya i trudy Mezhvedomstvennogo soveshchaniya po dorabotke i utochneniyu unifitsirovannoy i korrelyatsionnoy stratigraficheskikh skhem Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. (1969). Tyumen, March, 21-27, 1967. Chast' 1. Tyumen, 143 p. (In Russian).
2. Resheniya i trudy Mezhvedomstvennogo soveshchaniya po dorabotke i utochneniyu unifitsirovannoy i korrelyatsionnoy stratigraficheskikh skhem Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. (1970). Tyumen, March, 21-27, 1967. Chast' 2. Tyumen, 274 p. (In Russian).
3. Agalakov, S. E., Marinov, V. A., & Kudamanov, A. I. (2018). Maket regional'nykh stratigraficheskikh skhem verkhnego mela Zapadnoy Sibiri novogo pokoleniya. Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii: materialy IX Vserossiyskogo soveshchaniya, Belgorod, September, 17-21, 2018. Belgorod, Politerra Publ., pp. 21-24. (In Russian).

4. Kharitonov, V. M., Marinov, V. A., Ivanov, A. V., & Fomin, V. A. (2007). The Upper Cretaceous Inocerams from the Borehole Sections of the Western-Siberian Depression and Some Questions of the Turonian Stage Stratigraphy. *Izvestiya of Saratov University. New Series. Series: Earth Sciences*, 7(2), pp. 61-70. (In Russian).
5. Reshenie pyatogo Mezhdovedstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoyskim otlozheniyam Zapadno-Sibirskoy ravniny. (1991). Tyumen, ZapSibNIGNI, 53 p. (In Russian).
6. Agalakov, S. E., & Braduchan, Yu. V. (2003). Problema korrelyatsii verkhnemelovykh otlozheniy (bez senomana) na Severe Zapadnoy Sibiri. Aktual'nye problemy neftegazonosnykh basseynov. Novosibirsk, Izdatel'skiy tsentr NGU Publ., pp. 70-80. (In Russian).
7. Agalakov, S. E., Kudamanov, A. I., & Marinov, V. A. (2016). Predposylki k peresmotru regional'noy litofatsial'noy i stratigraficheskoy modeley kuznetsovskogo i ipatovskogo gorizontov Zapadnoy Sibiri. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO (nauchno-prakticheskaya konferentsiya). Khanty-Mansiysk, Tyumenskiy dom pechati Publ., pp. 156-164. (In Russian).
8. Trudy Mezhdovedstvennogo soveshchaniya po razrabotke unifikirovannykh stratigraficheskikh skhem Sibiri, 1956 g. (1957). Leningrad, Gostoptehizdat Publ., 576 p. (In Russian).
9. Postanovleniya plenarnykh zasedaniy Mezhdovedstvennogo stratigraficheskogo komiteta i postoyannykh stratigraficheskikh komissiy. (2006). Vypusk 36. ONTI VSEGEI Publ., 63 p. (In Russian).
10. Podobina, V. M. (2009). Foraminifera, biostratigraphy of the upper cretaceous and paleogene of Western Siberia. Tomsk, Tomsk State University Publ., 427 p. (In Russian).
11. Amon, E. O., Alekseev, V. P., Glebov, A. F., Savenko, V. A., & Fedorov, Yu. N. (2010). Stratigrafiya i paleogeografiya mezozoysko-kaynozoysskogo osadochnogo chekhla Shaimskogo neftegazonosnogo rayona (Zapadnaya Sibir'). Ekaterinburg, Ural State Mining University Publ., 257 p. (In Russian).
12. Glazunova, A. E., Balakhmatova, V. T., Lipman, R. Kh., Romanova, V. I., & Khokhlova, I. A. (1960). Stratigrafiya i fauna melovykh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. Leningrad, VSEGEI Publ., 347 p. (In Russian).
13. Akhmet'ev, M. A., Aleksandrova, G. N., Beniamovskii, V. N., Zaporozhets, N. I., Oreshkina, T. V., Radionova, E. P.,... Strel'nikova, N. I. (2001). Biostratigraphy of the marine paleogene in the West Siberian plate. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 9(2), pp. 132-158. (In English).
14. Lebedeva, N. K., & Zverev, K. V. (2003). Sedimentological and palynological analysis of the cenomanian-turonian event in Northern Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 44(8), pp. 769-780. (In Russian).
15. Marinov, V. A., Agalakov, S. E., Kosenko, I. N., Urman, O. S., Potapova, E. A., & Rosbaeva, G. L. (2019). The lower and middle Turonian (upper cretaceous) stratigraphy of the Yenisei Western Siberia (left side) region by foraminifers and inoceramids. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 27(4), pp. 40-58. (In Russian). DOI: 10.31857/s0869-592x27440-58
16. Podobina, V. M. (1989). Foraminifery i zonal'naya stratigrafiya verkhnego mela Zapadnoy Sibiri. Tomsk, Tomsk State University Publ., 174 p. (In Russian).
17. Rostovtsev, N. N. (1955). Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. *Informatsionnyy sbornik VSEGEI*, (2), pp. 3-12. (In Russian).
18. Balakhmatova, V. T., & Lipman, R. Kh. (1955). Stratigraficheskoe raschlenenie devonskikh, verkhneyurskikh, melovykh i tretichnykh otlozheniy po Barabinskoy opornoy skvazhine 1-R na osnovanii izucheniya mikrofauny. *Materialy po geologii i poleznym iskopaemyim. Chast' II*. Leningrad, Gostoptehizdat Publ., pp. 70-87. (In Russian).
19. Lebedeva, N. K., Aleksandrova, G. N., Shurygin, B. N., Ovechkina, M. N., & Gnibidenko, Z. N. (2013). Paleontological and magnetostratigraphic data on upper cretaceous deposits from borehole no. 8 (Russkaya Polyana district, southwestern Siberia). *Stratigraphy and Geological Correlation*, 21(1), 43-71. (In Russian). DOI: 10.7868/S0869592X13010055
20. Kisel'man, E. N. (1960). Mikrofaunisticheskie zony gan'kinskoy svity Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. *Materialy po paleontologii i stratigrafii Zapadnoy Sibiri*. Leningrad, Gostoptehizdat Publ., pp. 176-188. (In Russian).
21. Marinov, V. A., & Urman, O. S. (2013). Benthic foraminiferal associations in Western Siberia on Cretaceous/Paleogene boundary. *Lithosphere*, (1), pp. 81-101. (In Russian).
22. Glagolev, P. L., Mazanov, V. F., & Mikhaylova, M. P. (1994). Geologiya i neftegazonosnost' Enisey-Khatangskogo progiba. Moscow, IGIRGI Publ., 118 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Маринов Владимир Аркадьевич, к. г.-м. н., эксперт, Тюменский нефтяной научный центр, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, e-mail: vamarinov@tnnc.rosneft.ru

Агалаков Сергей Евгеньевич, старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень

Глухов Тимофей Вадимович, ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень

Кудаманов Александр Иванович, к. г.-м. н., эксперт, Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень

Новосёллова Майя Юрьевна, главный специалист, Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень

Information about the authors

Vladimir A. Marinov, Candidate of Geology and Mineralogy, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: vamarinov@tnnc.rosneft.ru

Sergey E. Agalakov, Senior Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC

Timofey V. Glukhov, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Alexander I. Kudamanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Maya Yu. Novoselova, Chef Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Артефакты эффективных скоростей, обусловленные плавающим
уровнем приведения, и способы их компенсации**

**А. В. Новокресчин*, Д. С. Ракивненко, Я. А. Игнатьева, И. В. Мусатов,
И. И. Каримов**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

**e-mail: avnovokreschin@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. Выполнение обработки сейсмических данных от плавающего уровня приведения сопровождается трудностями оценки эффективных скоростей, связанными с криволинейностью самой поверхности приведения, игнорирование которых приводит к артефактам оценки эффективных скоростей. В работе представлены результаты количественного анализа искажения эффективных скоростей по модельным данным, а также предложена методика для минимизации искажающего влияния рельефа на эффективные скорости. Суть метода сводится к переводу источников и приемников в пределах одного ОГТ на локально-постоянный уровень. Данный подход был опробован на модельных данных и производственных проектах, показал существенное снижение влияния кривизны плавающего уровня на кинематические параметры, при этом отсутствует необходимость в дальнейшем как-либо изменять граф обработки.

Ключевые слова: эффективные скорости; статические поправки; уровень приведения; обработка

**Effective velocities artifacts caused by floating datum
and compensation methods**

**Aleksey V. Novokreschin*, Dmitry S. Rakivnenko, Yana A. Ignatieva,
Ilya V. Musatov, Ilfat I. Karimov**

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

**e-mail: avnovokreschin@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. Seismic data processing from a floating datum is accompanied by difficulties in estimating effective velocities. These difficulties are associated with the roughness of the datum surface, which, if ignored, leads to artifacts in the estimated effective velocities. The study presents the results of a quantitative analysis of the distortion of effective velocities with model data, as well as the technique to minimize the distorting effect of the elevation on effective velocities. The essence of the method is bringing the sources and receivers within one CDP to a local constant level. This approach has been tested on modeled and real data. It showed a significant reduction in the effect of floating level roughness on kinematic parameters. At the same time, there is no need to modify the processing flow whatsoever.

Key words: effective velocities; static correction; datum plane; processing

Введение

В относительно недавнее время обработка сейсмических данных выполнялась от постоянного уровня приведения, обычно равного уровню моря. Для этого в сейсмические данные вводились априорные статические поправки, рассчитанные по разнице высоты положения источника или приемника и уровня приведения. Однако было замечено, что такой подход в обработке из-за необходимости вводить довольно большие статические поправки негативно отражался на результатах:

- менее качественная фокусировка отражений в процессе миграции данных [1] и несоответствие эффективных скоростей фактическим скоростям;
- влияние среднего значения альтитуды рельефа в пределах апертуры наблюдений [2].

С целью минимизации этих артефактов была предложена концепция обработки сейсмических данных от плавающего уровня [3]. Плавающий уровень, как правило, представляет собой рельеф поверхности наблюдения, сглаженной на базе длины расстановки. С одной стороны, плавающий уровень должен быть достаточно гладким, чтобы была возможность корреляции основных отражений по суммарному разрезу. С другой стороны, статические поправки перехода с уровня рельефа на плавающий уровень должны быть минимальными, чтобы существенно не исказить эффективные скорости и в дальнейшем не влиять на результат миграции сейсмических данных. Обширная дискуссия о важности минимальности априорных статических поправок приведена в работе [4], где в заключении говорится о том, что большие априорные статические поправки ухудшают качество сейсмических разрезов. С этим выводом можно согласиться.

Как правило, для специалистов по обработке сейсмических данных основными критериями корректности применения тех или иных процедур обработки являются степень фокусировки отраженных волн и разрешенности сейсмического разреза, оцениваемая по амплитудному спектру сигнала. В погоне за разрешенностью разреза нередко забывается о корректности и соответствии реальному геологическому разрезу тех или иных параметров. Так, например, на этапе обработки основным требованием, предъявляемым к эффективным скоростям, является степень спрямления годографа, которая напрямую влияет на разрешенность разреза. Поскольку скорости являются эффективными, степень их соответствия наблюдаемым средним скоростям геологического разреза нередко остается без должного внимания.

При переходе к плавающему уровню приведения появляются дополнительные трудности оценки эффективных скоростей, связанные с криволинейностью самой поверхности приведения, игнорирование которых приводит к артефактам оценки эффективных скоростей. Эти трудности описаны в работе [5]. Как показано в этой работе, в зависимости от искривления плавающего уровня приведения в пределах сейсмограммы общей глубинной точки (ОГТ) соответствующим образом искривляется годограф ОГТ, и это сказывается на оценке эффективной скорости. И если с задачей спрямления годографа найденная от плавающего уровня эффективная скорость вполне может справиться, то ее соответствие средней скорости до отражающего горизонта не выполняется. В этой же работе обсуждаются способы исключения влияния криволинейности поверхности плавающего уровня приведения.

Формулировка задачи

Таким образом, необходимо разработать подход оценки эффективных скоростей от плавающего уровня приведения, который позволял бы найти скорости, эффективно спрямляющие годографы ОГТ и количественно соответствующие средним скоростям до отражающего горизонта.

Математическая модель

Рассмотрим простую однородную модель среды с постоянной скоростью V_c (рис. 1). Пусть данные приведены с уровня рельефа на плавающий уровень путем ввода соответствующих статических поправок. Для корректной оценки скорости в среде необходимо данные привести на некоторый локально-постоянный уровень (ЛПУ), например на уровень значения плавающей поверхности в общей средней точке (ОСТ). Таким образом, локально-постоянный уровень будет различным для каждой точки ОГТ.

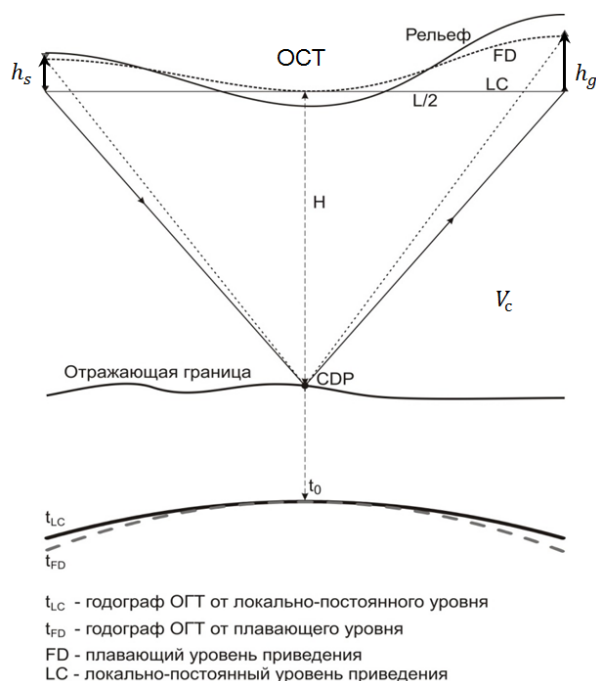


Рис. 1. График, поясняющий формулировку математической модели

Для этой модели годограф ОГТ от локально-постоянного уровня может быть записан в следующем виде [6]:

$$t_{LC}(L) = \sqrt{t_0^2 + \frac{L^2}{V_c^2}}. \quad (1)$$

Тогда годограф ОГТ от плавающего уровня приведения можно записать в виде

$$t_{FD}(L) = \sqrt{\left(t_0 + \frac{h_s + h_g}{V_a}\right)^2 + \frac{L^2}{V_c^2}}, \quad (2)$$

где h_s — превышение плавающего уровня в точке источника над ЛПУ; h_g — превышение плавающего уровня в точке приемника над ЛПУ; V_a — скорость в приповерхностном слое, которая может быть принята как скорость замещения, применяемая для компенсации зоны малых скоростей (ЗМС). В этом виде формула годографа ОГТ может быть использована для оценки скорости V_c по спектрам скоростей и является аналогом формулы двойного квадратного корня (DSR), представленной в работе [1]. Но в отличие от формулы DSR она проще в вычислительном плане, так как нет необходимости считать корень дважды. Для дальнейшего построения математической модели введем некоторые допущения: 1) перевод данных с ЛПУ на плавающий уровень будем осуществлять путем введения соответствующих статических поправок; 2) будем полагать, что плавающий уровень в окрестности ОСТ является симметричной функцией относительно ОСТ. При этих предположениях и пользуясь формулой разложения функции плавающего уровня в ряд Тейлора в окрестности ОСТ годограф ОГТ можно записать в виде

$$t_{FD}(L) = \sqrt{t_0^2 + \frac{L^2}{V_c^2}} + \sum_{i=0}^{\infty} \frac{a_i}{V_a} \left(\frac{L}{2}\right)^i, \quad (3)$$

где a_i — коэффициенты ряда Тейлора для аппроксимации геометрии плавающего уровня в ОСТ.

Пусть по данным сейсмограммы ОГТ от плавающего уровня выполнена оценка некой эффективной скорости V_0 с использованием скоростного анализа по спектрам скоростей. В этом случае можно записать хорошо известное [6] равенство

$$\frac{2}{V_0^2} \approx \left. \frac{d^2 t_{FD}^2(L)}{dL^2} \right|_{L \rightarrow 0}. \quad (4)$$

Здесь использован знак приближительного равенства, поскольку V_0 является эффективной скоростью, а не предельной эффективной скоростью, но в условиях рассматриваемой модели можно использовать знак строго равенства. Если вычислить вторую производную по удалениям квадрата годографа (3) и положить $L = 0$, из уравнения (4) можно получить следующее равенство:

$$\frac{2}{V_0^2} \approx \frac{a_0}{V_a} \left(\frac{a_2}{V_a} + \frac{2}{t_0 V_c^2} \right) + \left(\frac{a_2 t_0}{V_a} + \frac{2}{V_c^2} \right). \quad (5)$$

Таким образом, на оценку эффективных скоростей оказывают влияние только постоянная составляющая a_0 смещения плавающего уровня от ЛПУ (это должен быть уровень, относительно которого измеряется время слежения горизонта t_0) и квадратичная составляющая плавающего уровня a_2 .

Если в уравнении (5) положить $a_2 = 0$, то есть оставить только постоянное смещение годографа, и найти решение относительно искомой скорости V_c , то получим формулу

$$V_c = V_0 \sqrt{1 - \frac{a_0}{V_a t_0}}, \quad (6)$$

которая очень похожа на уже опубликованные формулы [2, 7], полученные с целью выполнения редукции за искажающее влияние априорных стати-

ческих поправок для эффективных скоростей, измеренных от постоянного по всей площади уровня. Но эта формула проще, в ней один раз вычисляется отношение постоянной в пределах ОГТ статической поправки a_0/V_a к значению двойного времени пробега волны t_0 от уровня измерения этого времени. Для сравнения приведем формулы редукции в ранее опубликованных работах в принятых здесь обозначениях:

$$\text{формула из работы [2]} \quad V_c = V_0 \sqrt{1 + \frac{2a_0}{V_a t_0} - \frac{2a_0}{t_0}},$$

$$\text{формула из работы [7]} \quad V_c = V_0 \sqrt{1 - \frac{V_a^2}{V_0^2} \frac{a_0}{t_0}}.$$

Следует отметить, что если положить $V_a = V_0$ (а это можно сделать, поскольку скорость V_a является принимаемой равной скорости ниже слоя ЗМС), то получим совпадение формулы (6) и формулы из работы [7].

Стоит отметить, что при оценке эффективной скорости от постоянного уровня помимо формулы редукции, приводящей эффективные скорости к уровню их измерения, существует более совершенный параметрический способ оценки и компенсации рельефа, который подробно описан в работе [8].

В аспекте сформулированной задачи гораздо интереснее случай, когда постоянное смещение плавающего уровня относительно уровня измерения двойного времени пробега волны отсутствует, то есть $a_0 \equiv 0$, в этом случае можно получить довольно красивое равенство

$$\frac{2}{V_0^2} \approx \frac{a_2 t_0}{V_a} + \frac{2}{V_c^2}, \quad (7)$$

выражая из которого искомую скорость V_c , получим формулу редукции скоростей за искажающее влияние кривизны плавающего уровня.

$$V_c = \sqrt{\frac{2 V_0^2 V_a}{2 V_a - a_2 t_0 V_0^2}}. \quad (8)$$

В этой формуле необходимо знать коэффициент a_2 , который можно найти путем квадратичной аппроксимации плавающего уровня в пределах базы ОГТ. Для 2D-данных эта задача достаточно просто решается, а вот в случае 3D-данных необходимо выполнять аппроксимацию квадратичной формой с двумя параметрами в направлениях максимальной и минимальной кривизны плавающего уровня в пределах ОГТ, и, соответственно, формула для редукции скоростей, полученных по 3D-данным, будет учитывать эти два параметра.

Численное исследование

1D-модель

Поскольку в частных беседах нередко можно было слышать, что кривизна плавающего уровня не оказывает существенного влияния на погрешность оценки эффективных скоростей, то было выполнено простое одномерное численное моделирование с целью определения возможных

погрешностей отклонения оценки эффективной скорости от задаваемой постоянной скорости в среде (рис. 2).

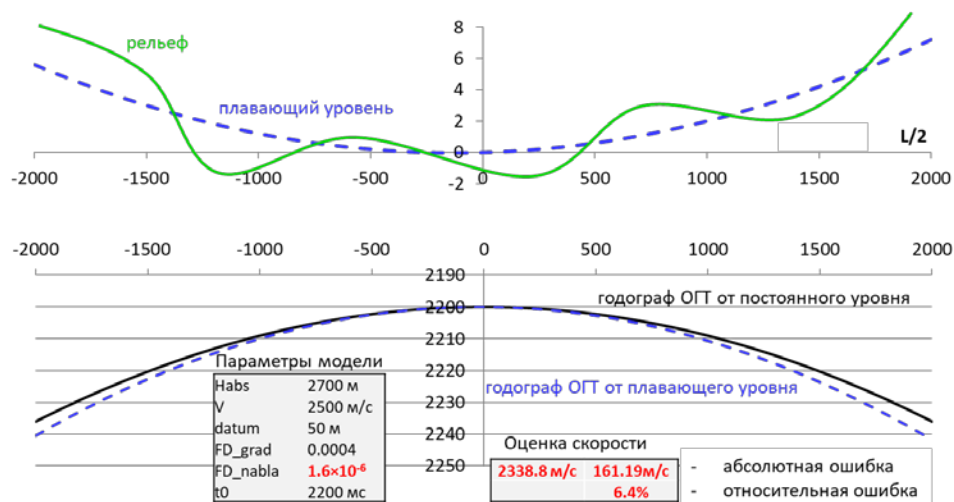


Рис. 2. График изменения плавающего уровня приведения в пределах базы ОГТ (вверху) и годографы ОГТ от плавающего и постоянного уровня приведения (внизу)

По этому рисунку видно, что, несмотря на небольшие перепады плавающего уровня приведения (6 м на базе 2 000 м), ошибка определения скорости достигает 6,8 % или 161 м/с в абсолютных величинах. В ходе выполнения численных экспериментов было выявлено, что градиент изменения плавающего уровня в пределах ОГТ (FD_grad на рисунке) не оказывает никакого влияния на ошибку определения скорости, а вот кривизна плавающего уровня, характеризуемая значением второй производной в пределах базы ОГТ (FD_nabla на рисунке), является основным параметром, влияющим на ошибку определения скорости.

При незначительном изменении плавающего уровня, $\pm 0,5$ метра в пределах ОГТ, можно получить, казалось бы, несущественную относительную погрешность оценки скорости, всего 0,7 %, но абсолютная величина, равная 17,6 м/с, говорит о том, что при современных требованиях к точности структурных построений такая оценка не является приемлемой.

2D-модель

С целью дальнейших исследований была построена 2D-модель среды со следующими параметрами:

- пласт 1: Vint 1700 м/с;
- пласт 2: Нкровли 599,4 м, Vint 2 000 м/с;
- пласт 3: Нкровли на Хмин 1 200 м, Нкровли на Хmax 1 397,4 м, Vint 2 400 м/с;
- пласт 4: Нкровли на Хмин 1 802 м, Нкровли на Хmax 2 401 м, Vint 3 000 м/с;
- пласт 5: Нкровли 2 697 м, Vint 3 200 м/с.

Модель довольно простая с плоскими границами и постоянными интервальными скоростями в слоях, но при этом расчет волнового поля выполнялся от переменного вдоль профиля рельефа дневной поверхности с использованием конечно-разностной схемы для волнового уравнения.

По полученным в результате сейсмограммам для каждой отражающей границы рассчитаны эффективные скорости по горизонтальным спектрам скоростей. На рисунке 3 представлены результаты расчетов.

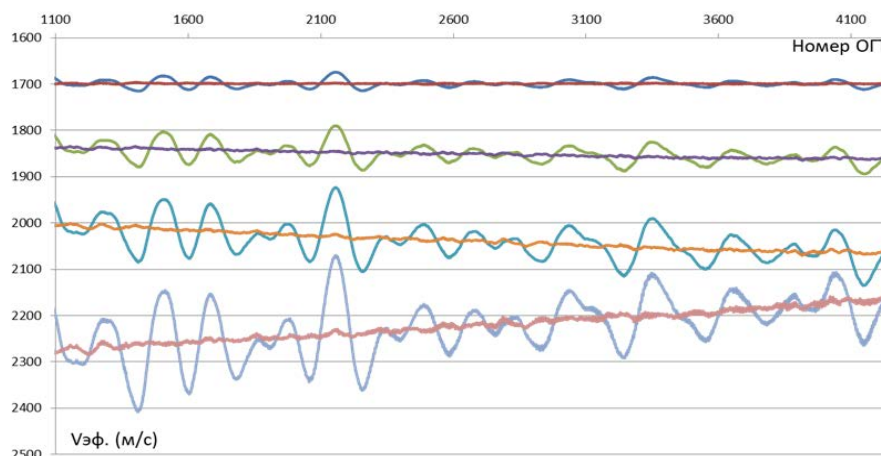


Рис. 3. Графики измеренных (V_0) и редуцированных (V_c) эффективных скоростей для 2D синтетической модели

По этим графикам видно, что эффект влияния кривизны плавающего уровня в абсолютных и относительных величинах в большей степени сказывается на глубоких горизонтах, которые имеют большие средние скорости. Кроме того, можно заметить, что формула (8) редукиции скоростей прекрасно справляется с коррекцией артефактов, вызванных кривизной плавающего уровня.

3D-модель

В дальнейшем была построена 3D синтетическая модель, для которой рельеф дневной поверхности был взят по данным реального проекта. В данном случае расчет волнового поля отраженных волн выполнялся с помощью лучевого приближения. Использованный при построении модели рельеф дневной поверхности и плавающий уровень, полученный в результате сглаживания рельефа на базе с радиусом 2 000 м, показаны на рисунке 4.

В случае 3D-данных, как уже упоминалось выше, выполнение редукиции скоростей по параметрам плавающего уровня является нетривиальной задачей с множеством параметров, оценка которых представляет собой определенные алгоритмические и технологические трудности. Поэтому для данной модели решено было получать оценки эффективных скоростей с предварительным введением статических поправок, переводящих все трассы в пределах одного ОГТ к ЛПУ, равному значению плавающего уровня в общей средней точке. Такой подход предложен в работе [5]. Таким обра-

зом, ЛПУ в пределах одной сейсмограммы ОГТ был константой, но изменялся при переходе к другой сейсмограмме ОГТ.

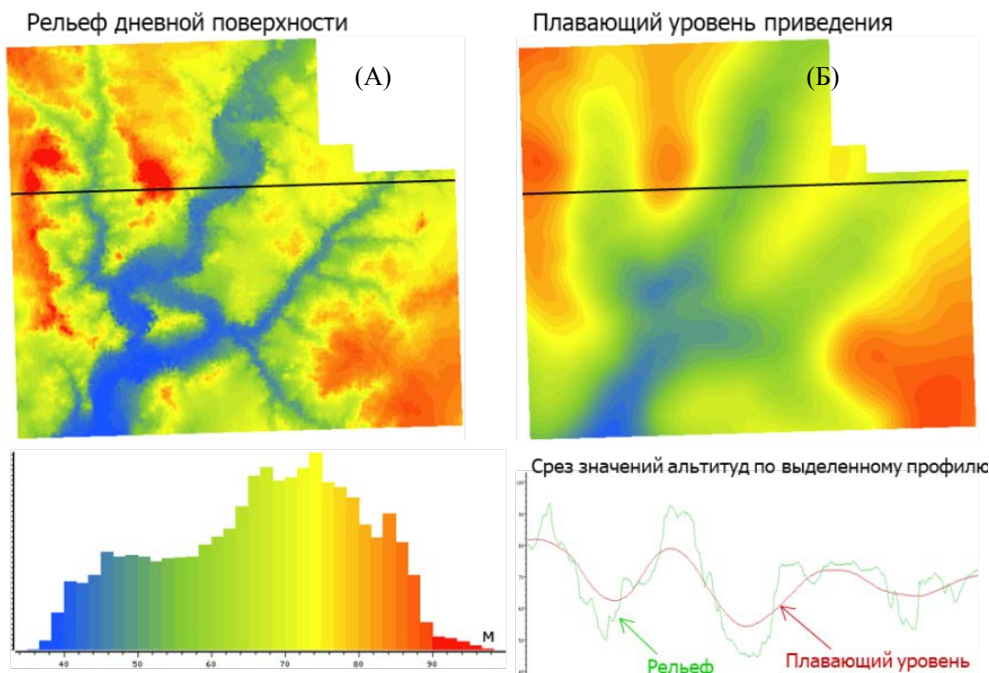


Рис. 4. Рельеф дневной поверхности (А) и плавающий уровень (Б), полученный в результате сглаживания рельефа с радиусом 2 000 м

Кроме этого, было решено опробовать алгоритм построения спектров скоростей непосредственно от рельефа с использованием стороннего ПО и с использованием разрабатываемого ПО, которое получило название «Vстр». В разрабатываемом ПО вычисление годографа для построения спектра скоростей выполнялось по формуле (2). Конструктивно такой подход предпочтительнее, так как исключаются любые статические поправки, связанные с рельефом.

В ходе исследования модели были выполнены следующие работы.

- I. Корреляция горизонтов.
- II. Оценка эффективных скоростей по горизонтальным спектрам, рассчитанным:
 - 1) без ввода статики перевода на ЛПУ;
 - 2) с вводом статики перевода на ЛПУ;
 - 3) непосредственно от рельефа средствами стороннего ПО;
 - 4) непосредственно от рельефа с использованием собственного ПО «Vстр».
- III. Расчет глубин горизонтов по данным эффективных скоростей и времен слежения.

На рисунке 5 показаны карты глубины горизонта G, полученные по четырём перечисленным оценкам эффективной скорости, в скобках даны оценки стандартного отклонения погрешности глубин, соответствующие этим оценкам скоростей.

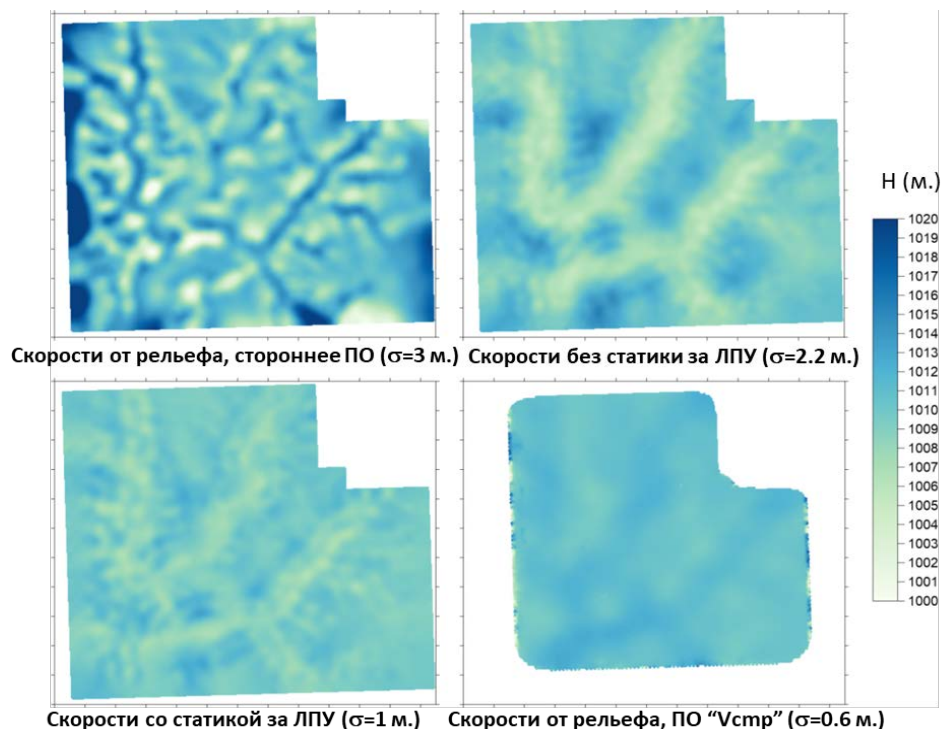


Рис. 5. Карты глубины горизонта G, полученные с использованием различных оценок эффективной скорости до этого горизонта

На рисунке 6 представлены эти же глубины в разрезе. Как можно заметить по этим рисункам, введение статических поправок за ЛПУ приводит к существенному уточнению структурного плана — более чем в два раза. Наиболее точный вариант был получен с использованием эффективных скоростей, оцененных непосредственно от поверхности наблюдений.

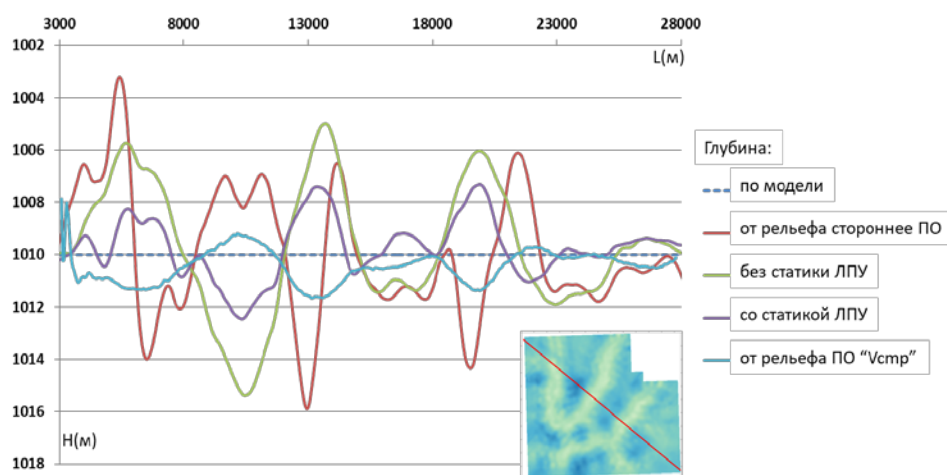
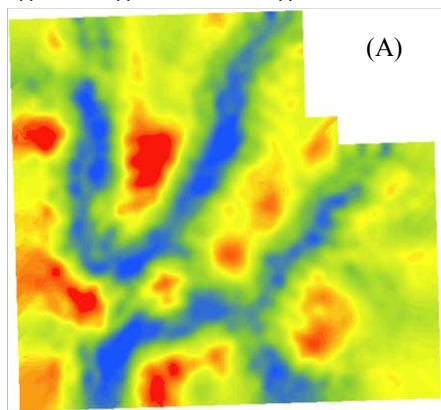


Рис. 6. Представление глубины горизонта G, полученной по разным оценкам эффективных скоростей, в разрезе

Если же сравнивать результаты выполнения оценок эффективных скоростей по модельным данным и по реальным данным без применения статистики за ЛПУ (рис. 7), то видно, что артефакты оценки эффективных скоростей, вероятно связанные с кривизной плавающего уровня, отчетливо проявляются на реальных данных и соответствуют аномалиям, полученным по модельным данным.

Карта скоростей вдоль горизонта G по
модельным данным без ввода статистики за ЛПУ



Карта скоростей вдоль горизонта G по
реальным данным без ввода статистики за ЛПУ

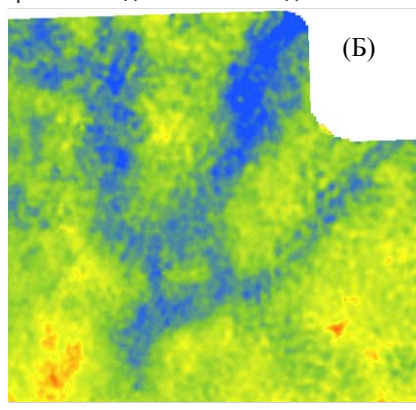


Рис. 7. Карты эффективных скоростей, полученные без ввода статистики за ЛПУ по модельным (А) и реальным (Б) данным

При оценке эффективных скоростей для горизонта В, как и ожидалось, влияние кривизны плавающего уровня проявляется в большей степени. Если же сравнивать карты глубин по горизонту В, полученные с использованием эффективных скоростей, оцененных по сейсмограммам без ввода статистических поправок за ЛПУ и с применением статистических поправок за ЛПУ (рис. 8), то видно, что поверхность, полученная после ввода статистических поправок за ЛПУ, в большей степени соответствует поверхности задаваемой в модели.

Наиболее наглядно различие поверхностей горизонта В, полученных двумя различными способами, можно увидеть при сопоставлении разрезов по картам глубин (рис. 9).

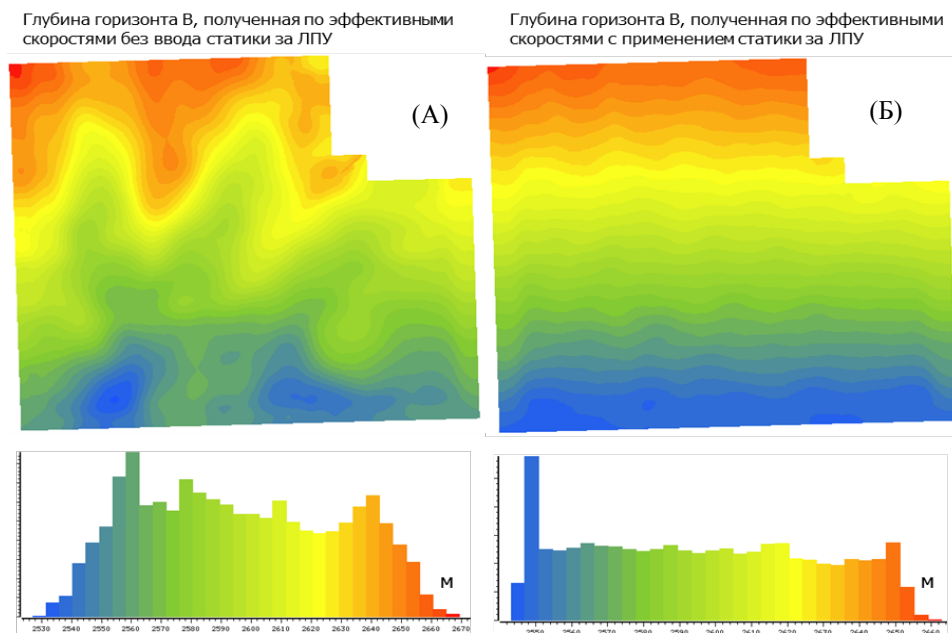


Рис. 8. Карты глубин по горизонту В, полученные с использованием эффективных скоростей, оцененных по сейсмограммам без ввода статических поправок за ЛПУ (А) и с применением статических поправок за ЛПУ (Б)



Рис. 9. Разрезы по картам глубин горизонта В, полученные с использованием эффективных скоростей, оцененных по сейсмограммам без ввода статических поправок за ЛПУ (зеленым цветом) и с применением статических поправок за ЛПУ (красным цветом)

Для оценки точности восстановления глубины горизонта В построены два графика (рис. 10) зависимости глубины горизонта В по модели от глубин горизонта В, полученной с использованием эффективных скоростей с вводом статики за ЛПУ и без ввода статических поправок за ЛПУ. Как видно по этим графикам, точность восстановления глубины горизонта В

при использовании эффективных скоростей, рассчитанных с приведением сейсмограмм на ЛПУ, точнее в семь раз.

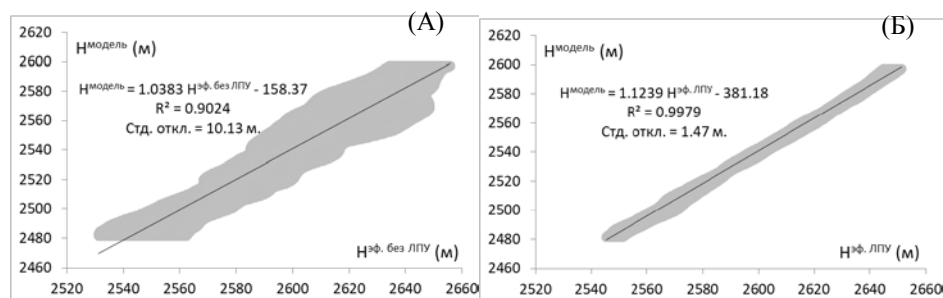


Рис. 10. Графики зависимости глубины горизонта В по модели от оценки глубин горизонта В, рассчитанной по эффективным скоростям без применения статики за ЛПУ (А), с применением статики за ЛПУ (Б)

Кажущаяся НТИ анизотропия в кинематике волн

Итак, влияние перепада отметок рельефа на эффективные скорости не вызывает сомнений. Вопросы вызывает только то, насколько сильно это влияние выражено и можно ли им пренебречь.

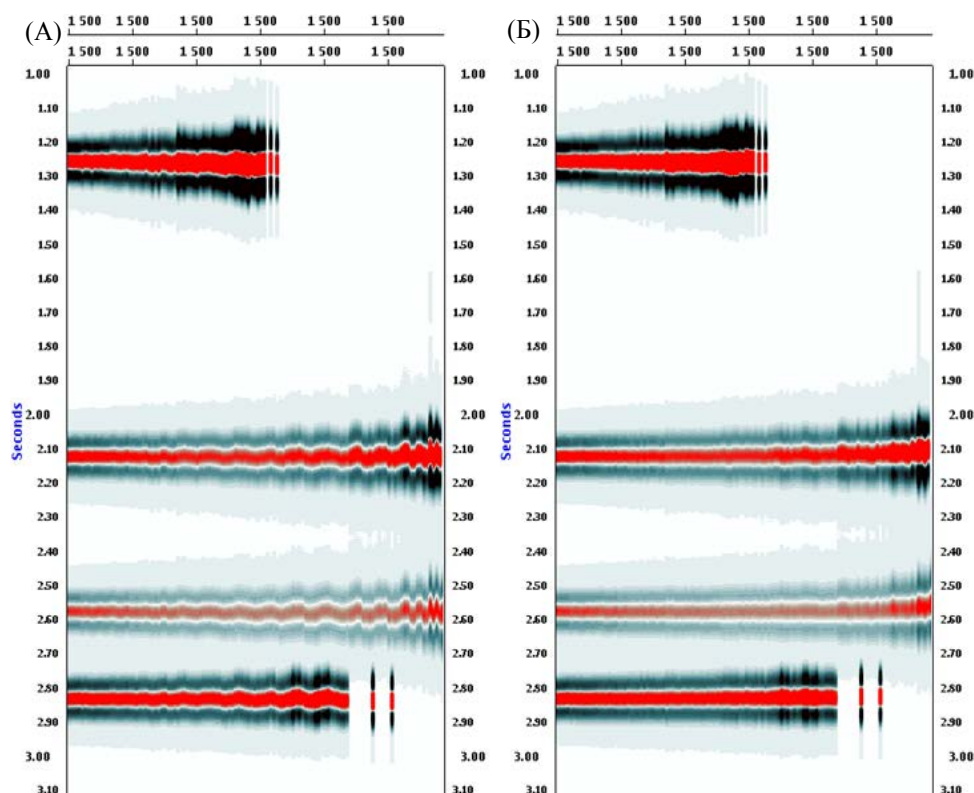


Рис. 11. Сейсмограмма ОГТ в сортировке группа удалений/азимут до (А) и после (Б) перехода на локально-постоянный уровень, 3D синтетические данные

Поэтому далее рассмотрим искажающее влияние рельефа на анализ НТИ анизотропии по кинематическим параметрам. НТИ\ТТИ анизотропия проявляется в виде различных значений скоростей сейсмических волн в зависимости от направления (азимута) прихода луча, что наблюдается на сейсмограммах сортировки «snail» (ОСТ-группа удалений-азимут) в виде «wobbling» эффекта (волнообразные колебания годографа отраженной волны с введенной кинематикой).

Анализ полученных синтетических 3D-данных показал наличие такого эффекта в зонах, где перепады рельефа различаются в зависимости от азимута наблюдений. Учитывая изотропный характер 3D синтетической модели, обнаружение «wobbling» эффекта на сейсмограммах было достаточно неожиданным и обусловлено не наличием зависимости скорости от направления, а разницей в расстоянии, преодолеваемом лучами между источниками и приемниками с разной альтитудой в пределах одной точки ОГТ. Дальнейшие тесты показали, что ввод дополнительной статической поправки для перехода на ЛПУ почти полностью нивелирует проявление этой кажущейся НТИ анизотропии (рис. 11).

Имея положительный результат компенсации влияния перепада отметок рельефа для синтетических данных, было принято решение выполнить подобный анализ уже на реальных данных. Для анализа были использованы сейсмограммы с той же площади, с которой брались отметки рельефа для расчета синтетической 3D-модели. Было подготовлено два набора данных:

- набор сейсмограмм после стандартного графа динамической обработки до регуляризации;
- этот же набор с вводом статики для перехода на ЛПУ.

По обоим наборам данных выполнены регуляризация и временная миграция до суммирования.

Анализ полученных сейсмограмм подтвердил влияние перепада отметок рельефа на эффекты, которые могут интерпретироваться как проявление НТИ анизотропии; положительный эффект от перехода на ЛПУ, хоть и выраженный в меньшей степени, чем на синтетических данных.

Примеры мигрированных сейсмограмм после стандартной обработки и обработки с переходом на ЛПУ приведены на рисунке 12.

На практике НТИ анизотропия проявляется достаточно слабо, и разница между быстрыми и медленными скоростями в толщах с большой мощностью обычно не превышает 3–5 %. В этих условиях особенно важно устранить все искажающие эффекты для надежной оценки параметров анизотропии.

Выводы

При построении математической модели было использовано предположение о том, что переход с ЛПУ на плавающий уровень и обратно осуществляется введением соответствующих статических поправок, что неизбежно должно приводить к погрешностям определения скоростей. Как показывают численные эксперименты, такое предположение приводит к погрешностям, но величина этих погрешностей существенно ниже в сравнении с погрешностью определения скоростей напрямую от плавающего уровня.

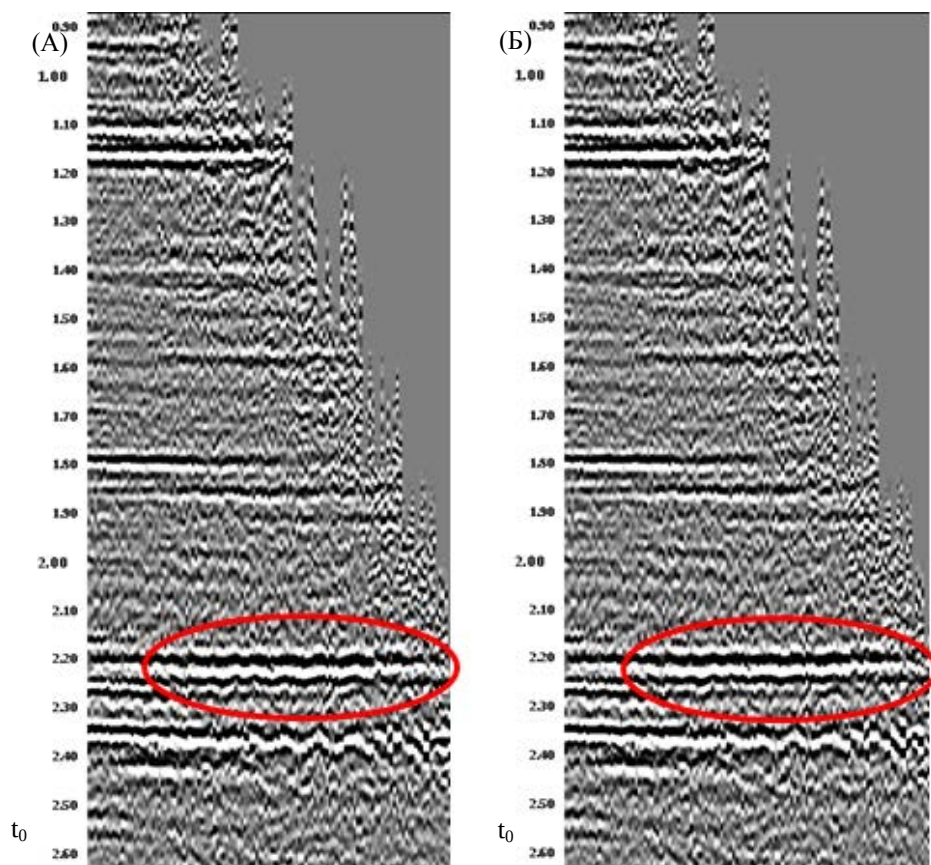


Рис. 12. Сейсмограмма ОГТ в сортировке группа удалений/азимут до (А) и после (Б) перехода на локально-постоянный уровень, реальные данные

Наилучший результат дает оценка эффективной скорости, полученная по данным непосредственно от рельефа, но в этом случае существуют определенные сложности получения времени слежения горизонта от рельефа.

Кроме этого, было использовано предположение о симметричности плавающего уровня относительно ОСТ. Как показали численные эксперименты, именно симметричная составляющая плавающего уровня влияет на ошибку оценки скорости по годографу ОГТ. В ходе одномерного моделирования было установлено, что наличие градиента плавающего уровня не оказывает влияния на оценки скорости. При выполнении численных исследований по двумерной модели удалось почти полностью компенсировать артефакты оценки скорости, применяя формулу (8), которая, в свою очередь, была получена с использованием рассматриваемого предположения.

Выполнено исследование влияния плавающего уровня приведения на кинематические параметры волнового поля на основе 1D, 2D и 3D синтетических моделей. Установлено следующее: 1) оценка эффективных скоростей непосредственно от плавающего уровня существенно отличается от средних скоростей, при этом различие обусловлено степенью кривизны плавающего уровня; 2) в случаях, когда кривизна плавающего уровня существенно изменяется от направления, можно наблюдать эффект ложной

НТИ анизотропии в кинематике отраженных волн; 3) в зависимости от выбора базы сглаживания рельефа для получения плавающего уровня искажающее влияние различно для разных временных интервалов: при большой базе сглаживания существенней искажаются скорости верхних интервалов, при маленькой базе сглаживания — наоборот.

В ходе численных экспериментов разработан подход, позволяющий нивелировать влияние кривизны плавающего уровня на кинематические параметры: перевод источников и приемников в пределах одного ОГТ на ЛПУ. Это не приводит к каким-либо артефактам оценки скоростей и необходимости в дальнейшем как-либо изменять граф обработки.

Указанный подход рекомендуется использовать при составлении графов обработки сейсмических данных во всех проектах, где предполагается выполнение временной миграции до суммирования.

Библиографический список

1. Miao, X. Surface Consistent Full Wave Imaging from Topography for Complex Structures / X. Miao, M. G. Kirtland Grech. – Text : electronic // 71st EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2009. – Amsterdam, Netherlands. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201400519>.
2. Сысоев, А. П. Влияние рельефа на оценки кинематических параметров отраженных волн / А. П. Сысоев, Р. Б. Яневиц. – Текст : непосредственный // Геофизический вестник. – 2004. – № 12. – С. 10–15.
3. Rogers, A. W. Determination of static corrections / A. W. Rogers. – DOI 10.1007/978-94-009-8105-8_1. – Direct text // Developments in geophysical exploration methods / Edited by A. Fitch. – 2nd edition. – Applied Science Publ. Ltd., Springer, Dordrecht, 1981. – P. 1–36.
4. Profeta, M. Minimum field static corrections / M. Profeta, J. Moscoso, M. Koremblit. – DOI 10.1190/1.1437148. – Direct text // The Leading Edge. – 1995. – Vol. 14, Issue 6. – P. 684–687.
5. Frei, W. Refined field static corrections in near-surface reflection profiling across rugged terrain / W. Frei. – DOI 10.1190/1.1437124. – Direct text // The Leading Edge. – 1995. – Vol. 14, Issue 4. – P. 259–262.
6. Интерпретация данных сейсморазведки : справочник / Под редакцией О. А. Потапова. – Москва : Недра, 1990. – 447 с. – Текст : непосредственный.
7. Черняк, В. С. Искажающий эффект поправок за рельеф в сейсморазведке / В. С. Черняк. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2005. – № 3. – С. 45–48.
8. Сысоев, А. П. Параметрический способ учета неоднородности верхней части разреза при обработке данных МОГТ / А. П. Сысоев, Г. Д. Горелик. – DOI 10.15372/GiG20170610. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 6. – С. 948–954.

References

1. Miao, X., & Kirtland Grech, M. G. (2009). Surface Consistent Full Wave Imaging from Topography for Complex Structures. 71st EAGE Conference and Exhibition Incorporating SPE EUROPEC 2009, Amsterdam, Netherlands. (In English). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201400519>
2. Sysoev, A. P., & Yanevits, R. B. (2004). Vliyanie rel'efa na otsenki kinematicheskikh parametrov otrazhennykh voln. Geofizicheskiy vestnik, (12), pp. 10-15. (In Russian).
3. Rogers, A. W. (1981). Determination of Static Corrections. Developments in Geophysical Exploration Methods, pp. 1-36. (In English). DOI: 10.1007/978-94-009-8105-8_1
4. Profeta, M., Moscoso, J., & Koremblit, M. (1995). Minimum field static corrections. The Leading Edge, 14(6), pp. 684-687. (In English). DOI: 10.1190/1.1437148

5. Frei, W. (1995). Refined field static corrections in near-surface reflection profiling across rugged terrain. *The Leading Edge*, 14(4), pp. 259-262. (In English). DOI: 10.1190/1.1437124
6. Potapov, O. A. (Ed.). (1990). *Interpretatsiya dannykh seysmorazvedki : spravochnik*. Moscow, Nedra Publ., 447 p. (In Russian).
7. Chernyak, V. S. (2005). Iskazhayushchiy effekt popravok za rel'ef v seysmorazvedke. *Tehnologii seysmorazvedki*, (3), pp. 45-48. (In Russian).
8. Sysoev, A. P., & Gorelik, G. D. (2017). Parametric method of compensation for near-surface heterogeneity in processing CDP data. *Russian Geology and Geophysics*, 58(6), pp. 948-954. (In Russian). DOI: 10.15372/GiG20170610

Сведения об авторах

Новокрецин Алексей Васильевич, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: avnovokreschin@tnnc.rosneft.ru

Ракивненко Дмитрий Сергеевич, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Игнатьева Яна Александровна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Мусатов Илья Владимирович, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Каримов Ильфат Ильгисович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Aleksey V. Novokreschin, Senior Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: avnovokreschin@tnnc.rosneft.ru

Dmitry S. Rakivnenko, Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Yana A. Ignatieva, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Ilya V. Musatov, Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Ifat I. Karimov, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

УДК 550.822

**Изучение геологического строения верхнеяковлевских отложений
Тагульского месторождения в процессе обоснования
эксплуатационного бурения**

**А. С. Титенков¹, Ю. Н. Утяшев¹, А. А. Евдошук¹, В. А. Белкина^{2*},
Д. В. Грандов¹**

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

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: belkinava@tyuiu.ru

Аннотация. В настоящее время большинство вводимых в разработку месторождений характеризуются сложным геологическим строением, как по разрезу, так и в плане. Решение комплекса геологических задач, включая такие важные, как составление проектов разведки и разработки, эффективное управление системой воздействия на пласт, невозможно без создания математических моделей, отражающих основные особенности изменчивости целевых параметров. Задача построения корректных моделей объектов со сложным строением требует привлечения, обобщения и верификации всей имеющейся информации.

Достоверность трехмерных геологических построений в значительной степени определяется точностью корреляции границ объектов. Для повышения обоснованности расчленения разреза в представленной работе для сложнопостроенных пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) Тагульского месторождения предложен новый маркирующий репер — палеопочвы. Надежность модели повысило также использование результатов фациального анализа, на основании которых удалось сделать вывод, что накопление осадков изучаемых объектов происходило в двух обстановках: русловых и пойменных. При этом фильтрационно-емкостные свойства пород этих фаций различаются существенно.

Актуализированная модель характеризуется сокращением площади нефтеносности и величины запасов углеводородного сырья. Ее внедрение позволит оптимизировать местоположение проектного фонда скважин и сократить затраты на геолого-технические мероприятия. С позиции экономических критериев это означает снижение капитальных затрат и повышение рентабельности проекта.

Ключевые слова: континентальные отложения; маркирующий горизонт; корреляция; керн; пойма; коллекторские свойства; геологическая модель

**Comprehensive study of the geological structure Verkhneyakovlev deposits
of the Tagul field in the process of justifications for operational drilling**

**Aleksey S. Titenkov¹, Yuriy N. Utyashev¹, Aleksander A. Evdoshchuk¹,
Valentina A. Belkina^{2*}, Dmitry V. Grandov¹**

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: belkinava@tyuiu.ru

Abstract. Currently, most of the fields being put into development are characterized by a complex geological structure, both in terms of section and in terms of plan. The solution of all geological tasks, including such important ones as the preparation of exploration projects, operation and effective development management, is impossible without creating models that reflect the main features of the variability of target parameters. The construction of adequate models of objects with a complex structure requires the involvement of all available information.

The accuracy of the geological model is mostly determined by the accuracy of the well correlation. Paleosols are a new marker for the complex-built layers of the VAk-2 and VAk-3(1) of the Tagul field, which contributes to the validity of the correlation of the section of these layers. The reliability of the model was also improved by the use of the results of facies analysis. This analysis showed that the sedimentation of the studied objects includes channel and floodplain facies. Reservoir rock properties of these facies differ significantly.

The updated model is characterized by a reduction in the oil-bearing area and the amount of reserves. The implementation of the model will optimize the project fund of wells and reduce the cost of well intervention. Economically, this means reducing capital costs and increasing the profitability of the project.

Key words: continental sediments; marking horizon; well correlation; core; floodplain; reservoir properties; geological model

Введение

В настоящее время в составе сырьевой базы углеводородов постоянно увеличивается доля месторождений со сложной структурой запасов. Успешное решение возникающих геологических задач в такой ситуации невозможно без создания математических моделей, отражающих основные особенности изменчивости целевых параметров. Повышение достоверности результатов цифровых инструментов может быть достигнуто только при условии углубленного анализа всего комплекса геолого-промысловой и геофизической информации: прямой, косвенной и априорной [1].

В представленной работе объектом изучения являлись модели пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) Тагульского месторождения, сформированные на основе имеющегося пула разновременной информации, характеризующейся широким диапазоном достоверности. Площадь месторождения составляет приблизительно 360 км², этаж нефтегазоносности — более 2 500 м. На месторождении к настоящему времени выявлено 34 продуктивных пласта. Но основные запасы месторождения сосредоточены в шести пластах: Як-2, Як-3, Як-4, Як-5, ВЯк-8 и ВЯк-16. Остальные, значительно менее продуктивные пласты, согласно современной концепции разработки, вводятся по мере необходимости для поддержания контрактного уровня добычи нефти. Пласты ВЯк-2 и ВЯк-3(1) относятся ко второстепенным объектам эксплуатации.

В административном отношении объекты исследования расположены в северной части Красноярского края. В соответствии с нефтегазogeологическим районированием район работ приурочен к Большехетскому нефтегазоносному региону Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Непосредственно Тагульское поднятие выявлено сейсморазведочными работами в 1970 г., а с 1986 г. на подготовленной структуре начата реализация глубокого поискового бурения. Открыто месторождение в 1988 г., но введено в

разработку только в 2016 г., что обусловлено неоднородностью строения продуктивных пластов, а также сложным фазовым насыщением.

Объект и методы исследования

Предпосылкой уточнения существующего представления о геологическом строении верхнеяковлевских формаций стали отрицательные прогнозные значения в плане характера насыщения предыдущей модели в районе кустовой площадки 24 в процессе бурения 16 транзитных скважин. После интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) фазовое состояние принято водонасыщенным, а не нефтенасыщенным, как предполагалось ранее.

При решении задачи за основу приняты результаты выполненных в период за 2004–2016 гг. 3D сейсморазведочных работ, покрывающих всю территорию месторождения (1 480 км²). Необходимо отметить удовлетворительное качество материалов несмотря на то, что район является традиционно сложным для сейсморазведочных работ из-за распространения многолетнемерзлых пород переменной толщины. Их мощность неравномерна и изменяется по площади в диапазоне от 150 до 400 м, по причине наличия зон растепления, рек, озер и проявления тектонической деятельности.

На момент реализации рассматриваемого проекта на изучаемых пластах в построении трехмерной геологической модели использованы данные 167 скважин. Корреляции и выделение пойменных и русловых фаций проведено на основе стандартного набора каротажных диаграмм: ПС (самопроизвольной поляризации — $\alpha_{\text{пс}}$), ГК (гамма-каротаж), НК (нейтронный каротаж), ГГК-П (гамма-гамма-плотностной каротаж), УЭС (удельное электрическое сопротивление). С целью повышения точности модели использованы совсем недавно появившиеся виды ГИС: SIFA (сечение захвата тепловых нейтронов), РЕФ (фотоэлектрический метод).

Имеющиеся каротажные диаграммы ГИС характеризуются хорошим качеством записи. Объемы и результаты исследований позволили детально расчленить разрез, оценить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС и характер насыщения пород-коллекторов. В то же время в интервалах исследуемых отложений отбор керна произведен в незначительном количестве.

Геологическое строение верхнеяковлевских отложений

Геологическое строение в разрезе пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) представлено на рисунке 1.

Геологическое строение изучаемых интервалов оценивается как сложное [2]. Фациальный анализ показал, что формации пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) формировались в континентальных и прибрежно-континентальных (эстуарии) условиях [3]. По данным керна и ГИС выделены речные русла, поймы, болота и озера, лагуны и приливно-отливные отмели.

Принципы выделения реперных интервалов

Уточненная геологическая модель основана на принципиально иной стратификации разреза, основанной на выделении маркирующих горизонтов, характерных для континентальных условий осадконакопления: палеопочвы, угли, реже плотные породы.

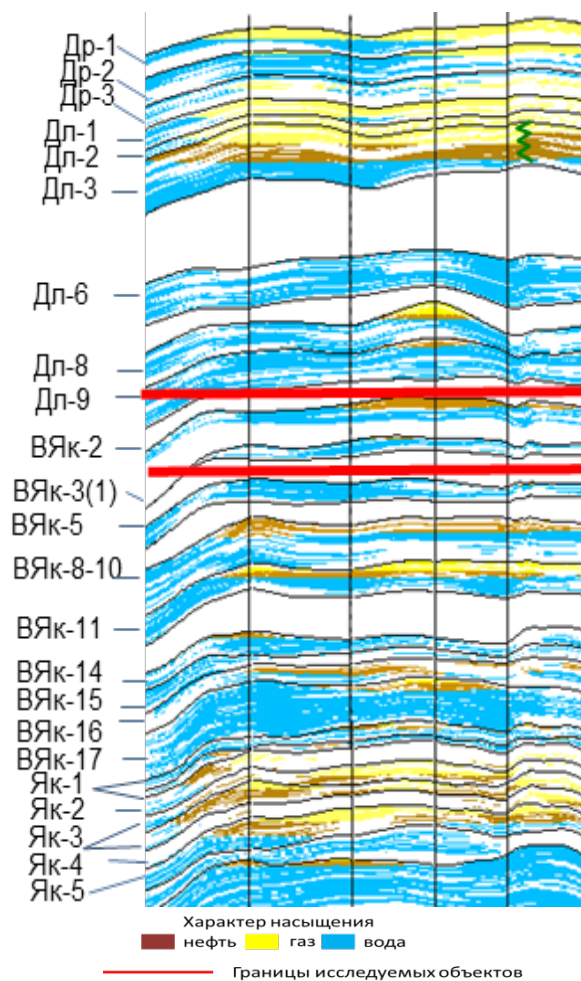


Рис. 1. Геологический разрез
Тагульского месторождения

Палеопочвы — это отложения, накопление которых происходит в условиях относительного уровня моря. С позиции литологического строения они (отложения) представляют собой алевролит, характеризуемый низкой радиоактивностью. Угольные формации, напротив, накапливаются во время наиболее высокого уровня моря [4]. В такой географической обстановке происходит обширное подтопление площадей, что приводит к образованию болот. В условиях болотной фации накапливаются в основном торфяные породы. Очень важно, с позиции обоснования репера, что в разрезе пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) Тагульского месторождения палеопочвы выделяются повсеместно, причем на различных стратиграфических уровнях, а угли — редко.

Фото керна с включениями палеопочв и каротажные диаграммы

ПС и ГГК-П в интервале пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) приведены на рисунке 2. Согласно литологическому описанию, палеопочвы сложены алевролитами, имеют комковатую структуру, при высыхании рассыпаются, характеризуются светло-коричневым цветом и множественными трещинами. Толщины, как правило, небольшие, в пределах 0,5–3 м. Как сказано выше, для палеопочв характерна низкая радиоактивность. Кроме этого критерия выделения палеопочв, они идентифицируются еще по высоким значениям коэффициента карбонатизации. Благодаря этому свойству они светятся в ультрафиолете. В зависимости от типа педогенезиса палеопочвы могут содержать плотные карбонатные породы, а также прослои глин значительных толщин [5–7]. Согласно современной методике, вначале выделение палеопочв выполнено на керновом материале по указанным выше признакам.

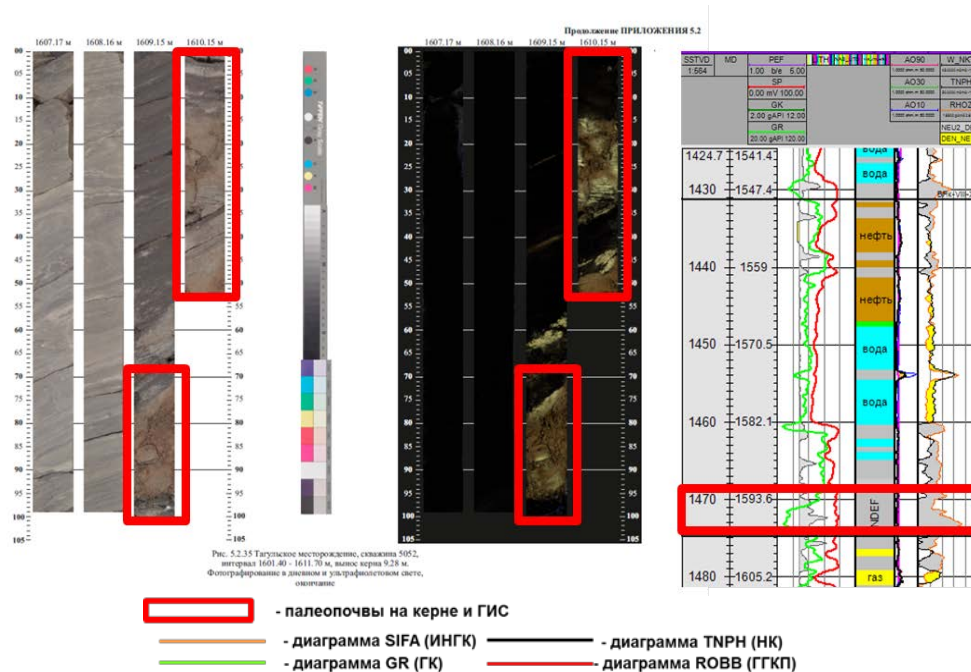


Рис. 2. Палеопочвы на керне и планшете ГИС (А. С. Титенков)

На следующем шаге идентификация маркирующего интервала палеопочв проведена по комплексу геофизических методов: пониженным показаниям ГК (< 55 gAPI), повышенным значениям $\alpha_{\text{пс}}$ (< 55 gAPI), существенно повышенным показаниям НК (> 40 м³/м³) и ГПП-П ($> 2,3$ г/см³), низким значениям УЭС — порядка 5 Ом·м. Качество материалов перечисленных методов в интервале изучаемых продуктивных отложений позволило выделить палеопочвы во всех скважинах.

Корреляция маркирующих интервалов пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1)

При выделении маркирующего горизонта учитывалась выдержанность толщины интервала между репером и опорной границей (кровля ВЯк-8-10). Репер выделялся по подошве, так как кровля палеопочв часто бывает размытой. Для контроля правильности выделения палеопочв проведены анализ и соотнесение с фотографиями керна. Выравнивание схемы корреляции проведено на стратиграфическую кровлю пласта ВЯк-8-10, так как она хорошо коррелируется по аналогичному реперу и прослеживается в 95 % скважин. Заключительным этапом было выделение пластов с учетом характера насыщения в пределах осадочной толщи между реперами (рис. 3).

По результатам актуализированной корреляции проведено уточнение геометризации залежи пласта ВЯк-2, что, в свою очередь, привело к сокращению площади нефтеносности на 40 % и величины запасов на 29 %. Применительно к пласту ВЯк-3(1) уменьшение значений таких же параметров составило 60 и 50 % соответственно.

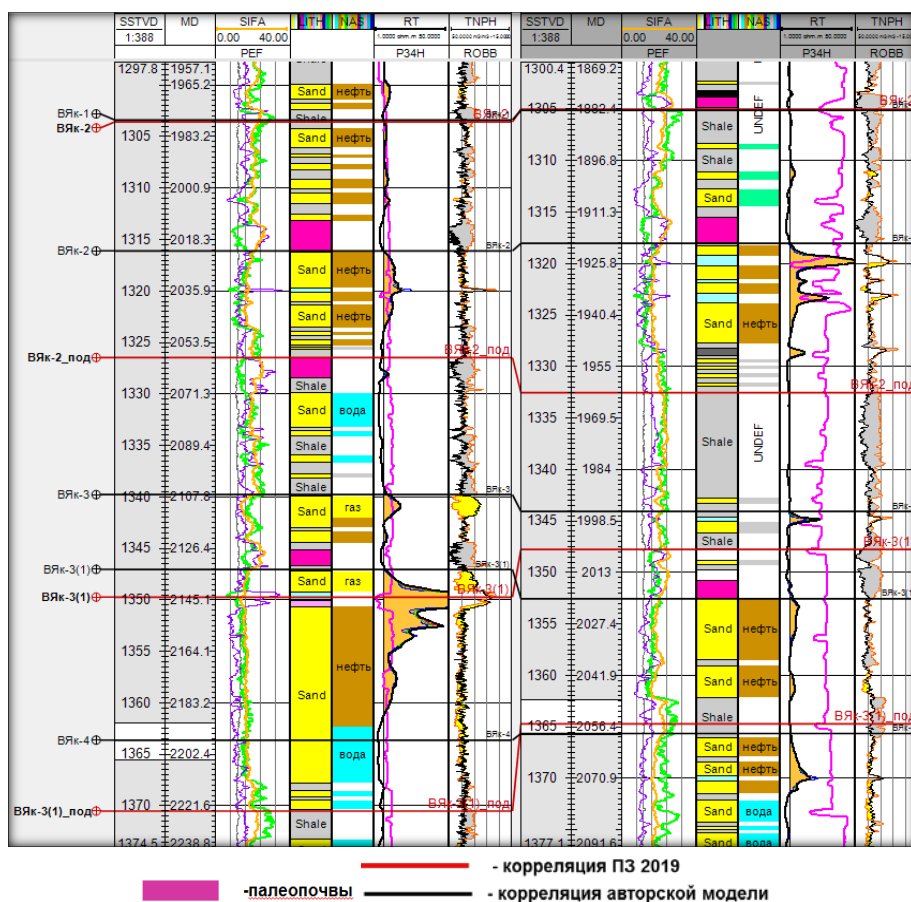


Рис. 3. Межскважинная корреляция продуктивных пластов верхнеяковлевской свиты с учетом реперного горизонта палеопочв (А. С. Титенков)

Фациальный анализ

Пласты ВЯк-2 и ВЯк-3(1) формировались в сложной геологической обстановке и представлены преимущественно континентальными фациями, в которых преобладают речные русла, поймы и озера [3]. С целью увеличения достоверности трехмерной геологической модели проведен их фациальный анализ.

В рассматриваемом интервале разреза выделены две фации: поймы и русла. Породы, накопившиеся в пойменной фации, представлены в основном супесчано-суглинистым материалом и обладают более низкими коллекторскими свойствами относительно фации русел [8–13]. Для подтверждения сказанного, по данным РИГИС в выделенных фациях оценены значения пористости (k_d) и проницаемости ($k_{пр}$) (таблица, рис. 4).

Значения пористости и проницаемости фаций пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) по ГИС

Фация	Пласт	Пористость, д.ед.	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²
Русловые фации	ВЯк-2	0,312	312
	ВЯк-3(1)	0,284	336
Пойменные фации	ВЯк-2	0,237	60
	ВЯк-3(1)	0,234	20

Как видно из таблицы, значения пористости и проницаемости по ГИС подтверждают, что русловые фации обладают лучшими параметрами ФЕС по сравнению с пойменной частью. Например, если для пласта ВЯк-2 k_p русловых фаций на 32 % больше, чем для пойменных, то $k_{пр}$ для русловой фации больше в 4,2 раза, чем для пойменной.

Основным методом идентификации русловых и пойменных фаций является SIFA (сечение захвата тепловых нейтронов), который отражает глинистость. Если показания метода SIFA низкие и составляют меньше 20 ед., то это русловая фация, если же показания превышают 20 ед., то пойменная. Стандартный комплекс ГИС использовался как вспомогательный.

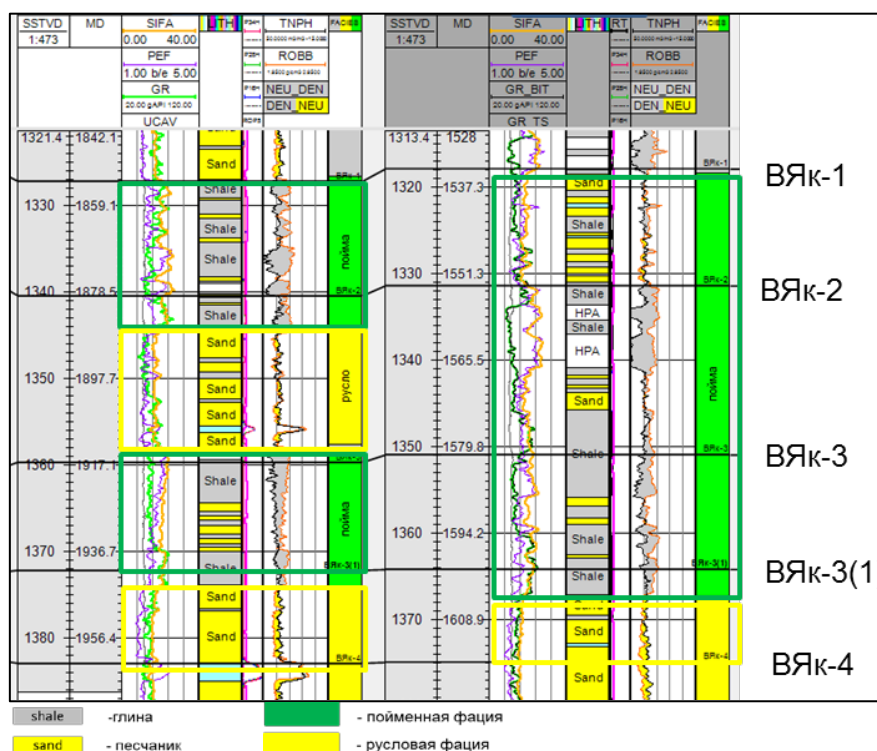


Рис. 4. Русловые и пойменные фации на диаграммах ГИС (А. С. Титенков)

Следующим шагом было построение карт русловых отложений, выделенных по комплексу ГИС, а также сопоставление полученных результатов со спектральной декомпозицией.

Спектральная декомпозиция — разложение сейсмической записи на частотные компоненты, то есть получение частотного спектра [14]. Основные методы расчета — дискретные Фурье и Вейвлет преобразования. Подход широко применяется в качественном атрибутивном анализе. Например, показано, что разные части палеорусел в зависимости от эффективной толщины лучше выделяются на разных частотных компонентах [15–17].

Интерпретацию проводят на основе анализа индивидуальных частотных компонентов сейсмического горизонта [18–20]. На сейсмической

декомпозиции, приведенной на рисунках 5 и 6, хорошо прослеживаются русловые отложения, что позволяет обосновать зоны с благоприятными коллекторскими свойствами и уточнить размещение эксплуатационного фонда скважин.

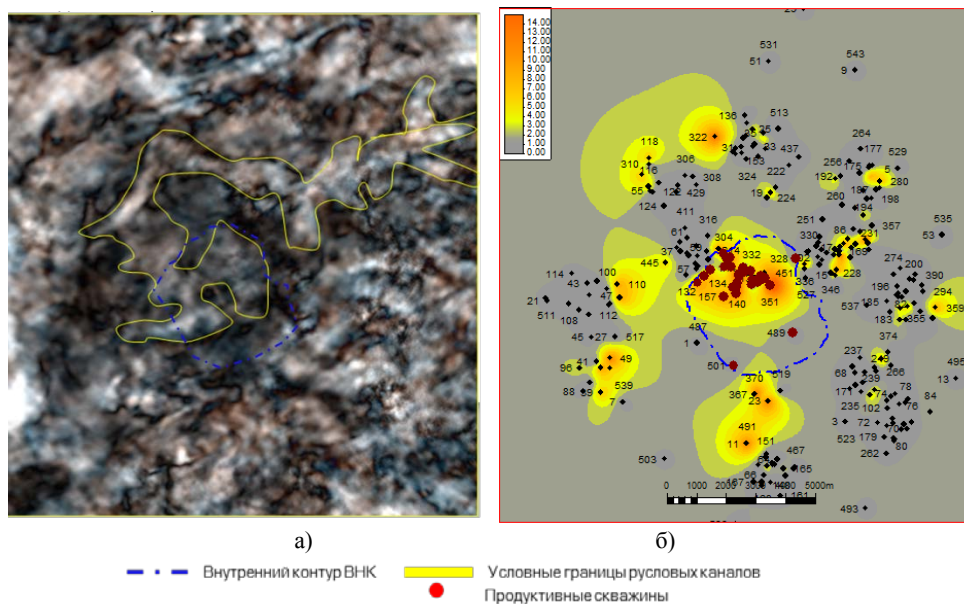


Рис. 5. Определение русловых отложений (а) по спектральной декомпозиции (б) по данным ГИС. Пласт ВЯк-2. Руслу меандрирующего типа

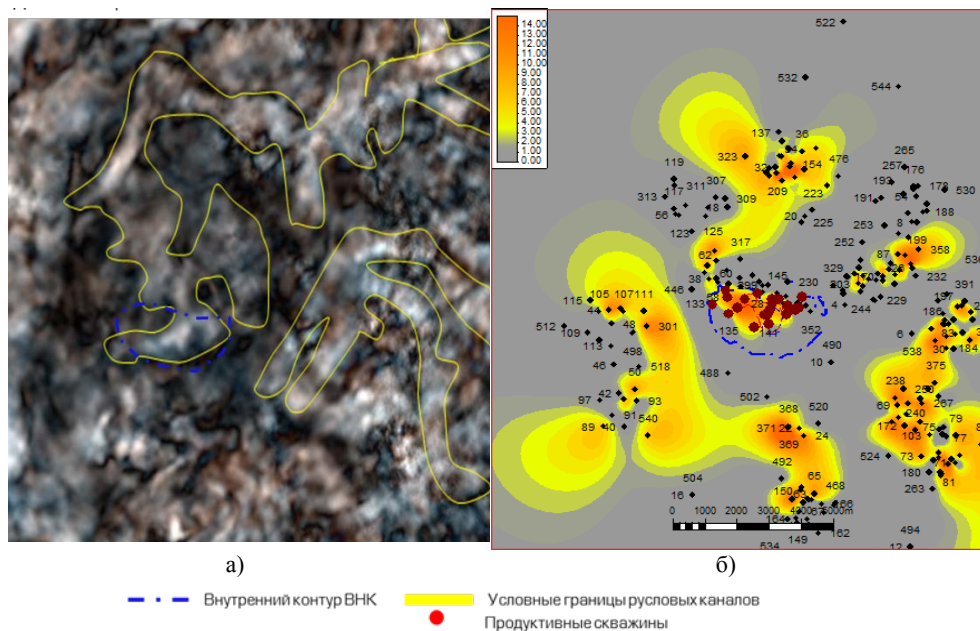
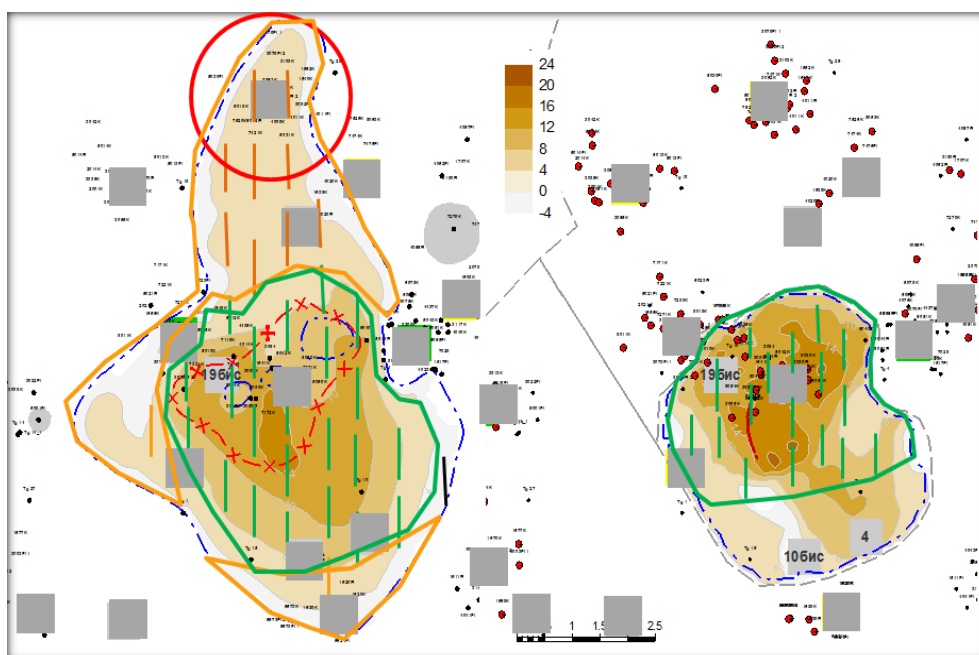


Рис. 6. Определение русловых отложений (а) по спектральной декомпозиции (б) по данным ГИС. Пласт ВЯк-3(1). Руслу меандрирующего типа

Заключительным этапом решения поставленной задачи является обоснование размещения эксплуатационного фонда (рис. 7) с учетом актуализированного геологического строения пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1), а также анализ технико-экономических показателей и рисков.

На основе фациальной карты и карты эффективных нефтенасыщенных толщин обоснованы две зоны эксплуатационного бурения: перспективного и рискованного размещения скважин (рис. 7, 8).

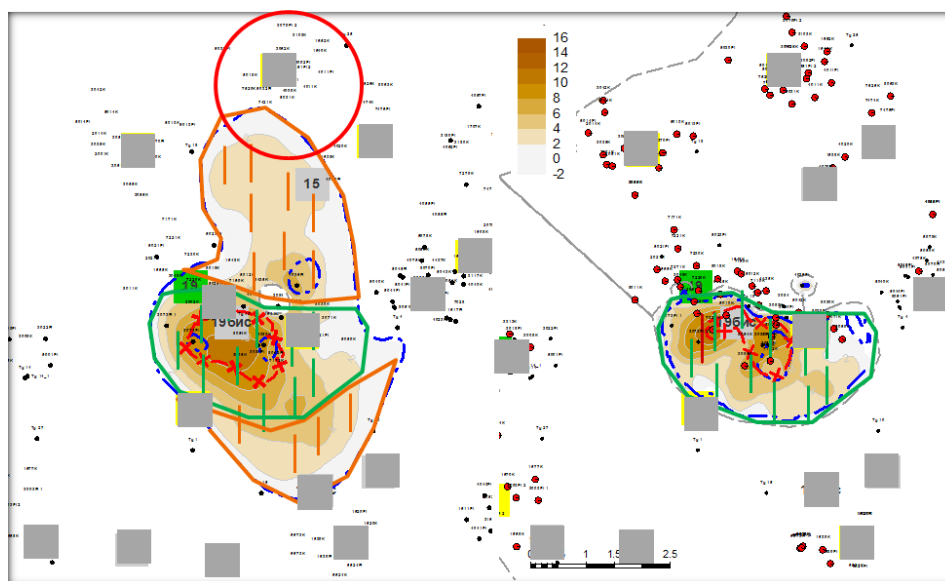


Условные обозначения:

- | | | |
|--|---|----------------------|
| ● Транзитный фонд | ■ Кустовые площадки | — x — Внутренний ГНК |
| ● Фонд ГС | --- Граница зон с различными контактами | — x — Внешний ГНК |
| ● Новые скв. | --- Внутренний ВНК | |
| | --- Внешний ВНК | |
| □ Зона с перспективным размещением скважин | | |
| □ Зона с рискованным размещением скважин | | |

Рис. 7. Карты нефтенасыщенных толщин с зонами перспективного и рискованного размещения эксплуатационных скважин. Пласт ВЯк-2:
а) модель 2019 г.; б) актуализированная модель

На рисунках 7 и 8 представлены карты нефтенасыщенных толщин пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) в двух вариантах — построенные на основе 101 скважины 01.01.2019 (а) и авторской модели (б) с учетом новых данных — 167 скважин по состоянию на 2021 г. Согласно актуализированной модели, эксплуатационный фонд скважин рекомендуется размещать в зонах распространения русловых каналов.



Условные обозначения:

- | | | | | | |
|---|--|---|----------------------------------|-------|----------------|
| ● | Транзитный фонд | ■ | Кустовые площадки | — x — | Внутренний ГНК |
| ● | Фонд ГС | — | Граница зон с разными контактами | — x — | Внешний ГНК |
| ● | Новые скв. | — | Внутренний ВНК | — | Внешний ВНК |
| ■ | Зона с перспективным размещением скважин | | | | |
| ■ | Зона с рискованным размещением скважин | | | | |

Рис. 8. Карты нефтенасыщенных толщин с зонами перспективного и рискованного размещения эксплуатационных скважин. Пласт ВЯк-3(1):
(а) модель 2019 г.; б) актуализированная модель

Выводы

Впервые на Тагульском месторождении в качестве стратиграфического маркера в континентальных отложениях обоснованы палеопочвы, которые использованы для корреляции верхнеяковлевских отложений.

Для пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) проведен комплексный фациальный анализ по керновым данным, ГИС и результатам спектральной декомпозиции:

- комплексирование геологической информации (керновые данные и ГИС) позволило обосновать палеопочвы как основной стратиграфический маркер для континентальных отложений;
- в результате обоснования новых стратиграфических границ уточнена корреляция и на ее основе геометрия залежей, а также величина запасов продуктивных пластов;
- по результатам фациального анализа выделены русловые и пойменные фации, которые позволили определить перспективные зоны с повышенными коллекторскими свойствами для размещения эксплуатационного фонда скважин;
- уточненная модель характеризуется сокращением площади нефтеносности и величины запасов.

Актуализированная модель обеспечила оптимизацию капитальных затрат при размещении проектного фонда скважин и экономическую эффективность освоения запасов рассматриваемых отложений.

Библиографический список

1. Еремин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа : умная скважина, интеллектуальный промысел, виртуальная компания : учебное пособие / Н. А. Еремин ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва : Недра, 2008. – 244 с. – Текст : непосредственный.
2. Черкес, Е. О. Определение рисков при бурении скважин и учет неоднородностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) / Е. О. Черкес, Д. А. Антоненко, П. В. Ставинский. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «Роснефть». – Тюмень, 2008. – № 3. – С. 30–37.
3. Состав и условия образования продуктивных толщ нижнехетской и яковлевской свит нижнего мела Ванкорского нефтегазового месторождения (северо-восток Западной Сибири) / П. А. Фокин, В. Р. Демидова, В. М. Яценко [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2008. – № 5. – С. 12–18.
4. Зундэ, Д. А. Разработка методики дифференциации континентальных отложений аллювиального генезиса на примере пластов покурской свиты / Д. А. Зундэ, И. П. Попов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 22–25.
5. Селли, Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления / Р. Ч. Селли ; перевод с английского А. А. Никонова, К. И. Никоновой. – Москва : Недра, 1989. – 294 с. – Перевод изд.: *Ancient sedimentary environments and their sub-surface diagnosis* / Richard Ch. Selley, 1984. – Текст : непосредственный.
6. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 679 с. – Текст : непосредственный.
7. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 745–776.
8. Чернова, Л. С. Модели генетических типов терригенных коллекторов нефти и газа / Л. С. Чернова. – Текст : непосредственный // Породы-коллекторы нефтегазоносных отложений Сибири : сборник научных трудов / Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 1984. – С. 13–26.
9. Санькова, Н. В. Диагностика фаций по комплексу методов ГИС с целью уточнения строения продуктивных пластов (на примере месторождений нефти и газа Западной и Восточной Сибири) : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Санькова Наталья Владимировна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 164 с. – Текст : непосредственный.
10. Костеневич, К. А. Обоснование литолого-фациальных закономерностей распространения коллекторов в отложениях сложного строения / К. А. Костеневич, И. В. Федорцов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 26–29.
11. Медведев, А. Л. Комплекс заполнения врезанных долин — новый нефтепродуктивный объект в меловых отложениях Краснотинского свода Западной Сибири (на примере Каменного месторождения) : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Медведев Алексей Львович ; Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ). – Санкт-Петербург, 2010. – 24 с. – Место защиты : ВНИГРИ. – Текст : непосредственный.
12. Обстановки осадконакопления и фации : в 2 т. / [Х. Г. Реддинг, Дж. Д. Коллинсон, Ф. А. Аллен и др.] ; под редакцией Х. Реддинга, перевод с английского И. С. Барскова и др. – Москва : Мир, 1990. – Т. 1. – 351 с. – Перевод изд.: *Sedimentary environments and facies* / Edited by H. G. Reading, 1978. – Текст : непосредственный.
13. Белозёров, В. Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений / В. Б. Белозёров. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – № 1. – С. 116–123.

14. Витязев, В. В. Вейвлет-анализ временных рядов / В. В. Витязев. – Санкт-Петербург : Изд-во Санкт-Петербургского государственного ун-та, 2001. – 58 с. – Текст : непосредственный.
15. Richardson, J. G. Braided stream reservoirs / J. G. Richardson, J. B. Sangree, R. M. Snieder. – DOI 10.2118/15782-PA. – Direct text // *Journal of Petroleum Technology*. – 1987. – Vol. 39, Issue 12. – P. 1499–1500.
16. Корнев, В. А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири) : специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Корнев Владимир Александрович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2000. – 373 с. – Текст : непосредственный.
17. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Ленинград : Недра, 1984. – 260 с. – Текст : непосредственный.
18. Муртазин, Д. Г. Спектральная декомпозиция — новые возможности детального динамического анализа сейсмических данных / Д. Г. Муртазин. – Текст : непосредственный // *Геофизика*. – 2016. – № 5. – С. 68–73.
19. Dubrule, O. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models / O. Dubrule. – SEG, EAGE, 2003. – 281 p. – Direct text.
20. Mukerji, T., Pore fluid effects on seismic velocity in anisotropic rocks / T. Mukerji, G. Mavko. – DOI 10.1190/1.1443585. – Direct text // *Geophysics*. – 1994. – Vol. 59, Issue 2. – P. 233–244.

References

1. Eremin, N. A. (2008). *Sovremennaya razrabotka mestorozhdeniy nefiti i gaza: umnaya skvazhina, intellektual'nyy promysel, virtual'naya kompaniya*. Moscow, Nedra Publ., 244 p. (In Russian).
2. Cherkas, Ye. O., Antonenko, D. A., & Stavinsky, P. V. (2008). Drilling Risk Assessment at the Vankor Field. *Nauchno-tehnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (3), pp. 30-37. (In Russian).
3. Fokin, P. A., Demidova, V. R., Yatsenko, V. M., Stavinskiy, P. V., & Lisunova, O. V. (2008). Sostav i usloviya obrazovaniya produktivnykh tolsch nizhnekhtskoy i yakovlevskoy svit nizhnego mela Vankorskogo neftegazovogo mestorozhdeniya (severo-vostok Zapadnoy Sibiri). *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya*, (5), pp. 12-18. (In Russian).
4. Zunde, D. A., & Popov, I. P. (2015). Stratification methodology for continental deposits at the example of Pokur suite beds. *Oil and gas geology*, (3), pp. 22-25. (In Russian).
5. Selley, R. Ch. (1984). *Ancient sedimentary environments and their sub-surface diagnosis*. London, Chapman and Hall, 295 p. (In English).
6. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surkov, V. S., Trofimuk, A. A., & Erv'e, Yu. G. (1975). *Geologiya nefiti i gaza Zapadnoy Sibiri*. Moscow, Nedra Publ., 679 p. (In Russian).
7. Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanenkova, V. A., Karogodin, Y. N., Kontorovich, V. A., Lebedeva, N. K.,... & Shurygin, B. N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5-6), pp. 582-609. (In English). DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.005
8. Chernova, L. C. (1984). Modeli geneticheskikh tipov terrigennykh kollektorov nefiti i gaza. Porody - kollektory neftegazonosnykh otlozheniy Sibiri : sbornik nauchnykh trudov. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 1984, pp. 13-26. (In Russian).
9. San'kova, N. V. (2012). Diagnostika fatsiy po kompleksu metodov GIS s tsel'yu utochneniya stroeniya produktivnykh plastov (na primere mestorozhdeniy nefiti i gaza Zapadnoy i Vostochnoy Sibiri). Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 164 p. (In Russian).
10. Kostenevich, K. A., & Fedortzov, I. V. (2011). Foundation of litho-facial regularities of reservoirs propagation in the complex structure deposits. *Oil Industry*, (4), pp. 26-29. (In Russian).
11. Medvedev, A. L. (2010). Kompleks zapolneniya vrezannykh dolin - novyy nefteproduktivnyy ob"ekt v melovykh otlozheniyakh Krasnoleninskogo svoda Zapadnoy Sibiri (na primere Kamennogo mestorozhdeniya). Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral.nauk. St. Petersburg, 24 p. (In Russian).

12. Reading, H. G. (Ed.) (1978). Sedimentary environments and facies. Volume 1. Blackwell Scientific Publications. (In English).
13. Belozarov, V. B. (2011). Rol' sedimentatsionnykh modeley v elektrofatsial'nom analize terrigennykh otlozheniy. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, (1), pp.116-123. (In Russian).
14. Vityazev, V. V. (2001). Veyvlet-analiz vremennykh ryadov. St. Petersburg, St. Petersburg University Publ., 58 p. (In Russian).
15. Richardson, J. G., Sangree, J. B., & Sneider, R. M. (1987). Braided stream reservoirs. Journal of Petroleum Technology, 39(12), pp. 1499-1500. (In English). DOI: 10.2118/15782-PA
16. Kornev, V. A. (2000). Prognozirovaniye ob'ektov dlya poiskov zalezhey uglevodorodnogo syr'ya po seysmogeologicheskim dannym (na primere osadochnogo chekhla Zapadnoy Sibiri). Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 373 pp. (In Russian).
17. Muromtsev, V. S. (1984). Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel - litologicheskikh lovushek nefti i gaza. Leningrad, Nedra Publ., 260 pp. (In Russian).
18. Murtazin, D. G. (2016). Spectral decomposition - new opportunities in detailed dynamic interpretation of seismic data. Russian Geophysics, (5), pp. 68-73. (In Russian).
19. Dubrule, O. (2003). Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, EAGE, 281 p. (In English).
20. Mukerji T., & Mavko, G. (1994). Pore fluid effects on seismic velocity in anisotropic rocks. Geophysics, 59(2), pp. 2330-244. (In English). DOI: 10.1190/1.1443585

Сведения об авторах

Титенков Алексей Сергеевич, специалист отдела геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Утяшев Юрий Нурмухаметович, руководитель группы отдела геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Евдощук Александр Александрович, эксперт отдела геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Белкина Валентина Александровна, к. ф.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: belkinava@tyuiu.ru

Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Aleksey S. Titenkov, Specialist at the Department of Geology and Development, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Yuriy N. Utyashev, Group Leader at the Department of Geology and Development, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Aleksander A. Evdoshchuk, Expert at Department of Geology and Development, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Valentina A. Belkina, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: belkinava@tyuiu.ru

Dmitry V. Grandov, General Manager, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Микроклиноформное строение пласта БТ₁₀ как фактор,
контролирующий формирование газовых залежей
юго-востока Ямало-Ненецкого автономного округа**

**А. Н. Фищенко¹, Р. Р. Шакиров², Ю. В. Михеев^{1*}, С. И. Кулагин¹,
И. А. Михайлов¹, А. А. Сокольников¹**

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

²ООО «Кыньско-Часельское нефтегаз», г. Тюмень, Россия

*e-mail: YVMikheev2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Микроклиноформная модель шельфовых пластов неокома в последнее время находит все больше сторонников среди геологов-практиков, поскольку позволяет эффективно решать проблемы, возникающие при освоении сложных резервуаров. Согласно современным представлениям, микроклиноформное строение обусловлено интенсивной проградацией дельтовых комплексов в периоды форсированной регрессии.

В статье продемонстрирована эффективность микроклиноформной концепции при построении геологической модели залежи в горизонте БТ₁₀ Западно-Часельского месторождения, находящегося в южной части Русско-Часельского крупного вала на юго-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Микроклиноформное строение объекта было закартировано по кубу второй производной волнового поля, которая более чувствительна к изменению толщин и пористости песчаных пластов. В результате комплексных исследований были построены корреляционные профили и палеогеологическая карта стратиграфического несогласия — кровли пласта БТ₁₀, отражающая микроклиноформное строение объекта. Полученные результаты позволили построить модель газовой залежи и оценить ее запасы.

На Западно-Часельском и соседнем Южно-Русском месторождениях в пластах группы БТ уже открыты залежи углеводородов, что повышает перспективы данного интервала в пределах юго-восточной части ЯНАО. Это ставит задачу более детального его изучения на основе микроклиноформной концепции.

Ключевые слова: микроклиноформная модель; неоком; Западная Сибирь; пласт БТ₁₀; юго-восток Ямало-Ненецкого автономного округа

**Microclinoform structure of the BT₁₀ horizon as a factor
controlling the formation of gas fields in the southeastern part
of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug**

**Anzhelika N. Fischenko¹, Ravil R. Shakirov², Yuri V. Mikheev^{1*},
Sergey I. Kulagin¹, Ivan A. Mikhailov¹, Anastasia A. Sokolnikova¹**

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²Kynsko-Chaselskoe neftegaz LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: YVMikheev2@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The microclinoform model of the Neocomian shelf reservoirs is becoming more and more supported by practicing geologists, since it allows to effectively address the problems arising in the development of complex reservoirs. According to modern concepts, the microclinoform structure is due to the intense progradation of delta complexes during periods of forced regression.

The article demonstrates the effectiveness of the microclinoform concept in building a geological model of an accumulation in BT₁₀ horizon of Zapadno-Chaselsky field, which is located in the southeastern part of the Russko-Chaselsky large swell in the southeast of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. The microclinoform structure of the target was mapped based on the data volume of the second derivative of the wave field, which is more sensitive to changes in thicknesses, and porosities of sand reservoirs. As a result of comprehensive studies, correlation profiles and a GDE map of stratigraphic unconformity (top of BT₁₀) were built reflecting the microclinoform structure of the target. The results were used to build a model of a gas reservoir and estimate its reserves.

Hydrocarbon discoveries have already been made in the BT group of reservoirs at Zapadno-Chaselsky field and neighboring Yuzhno-Russkoye field that improves the potential of this interval within the southeastern part of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. This poses the task of its more detailed study based on the microclinoform concept.

Key words: microclinoform model; Neocomian; Western Siberia; BT₁₀ reservoir; the southeast of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug

Введение

Выявление микроклиноформного строения шельфовых продуктивных пластов, по нашему мнению, является одним из самых важных открытий в нефтегазовой геологии неокома Западной Сибири за последние несколько десятилетий. Сама идея родилась еще в ходе разработки макроклиноформной модели объекта. Так, например, в монографии [1] приводится микроклиноформная модель пласта БВ₁₂ Северо-Варьеганского месторождения, датированная 1987 годом. Микроклиноформному строению пласта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Рускинского месторождения посвящены работы Я. Г. Аухатова [2, 3], причем в последней он отмечает, что впервые такая модель была предложена им, а затем принята ТПП «Когалымнефтегаз» в 1995 году.

В статье А. В. Гачегова с соавторами приведены данные по микроклиноформному строению пласта БС₁₀²⁻³ на Северо-Конитлорской и Северо-Кочевской площадях [4].

Весьма значимым в данном направлении можно считать цикл исследований, посвященный микроклиноформному строению пласта БВ₁₀ Сомотлорского месторождения [5–7], в котором новая концепция открыла новые возможности трехмерного моделирования шельфовых резервуаров и оптимизации процесса их разработки. В это же время вышла статья С. Н. Варламова и Г. Д. Ухловой [8], посвященная микроклиноформному строению мелководно-морских отложений в центральной части Западно-Сибирской плиты.

В свете современных представлений [9] микроклиноформное строение шельфовых резервуаров прибрежно-морского генезиса можно интерпретировать как результат форсированной регрессии морского бассейна, обусловленный падением относительного уровня моря в районе предшествующей береговой линии.

С одной стороны, стадия форсированной регрессии является закономерным этапом развития бассейна седиментации, поэтому микроклиноформные отложения должны быть распространены достаточно широко. Косвенно об этом можно судить по появлению в последнее время целого ряда публикаций на данную тему. Так, в работе Л. Н. Ивановой с соавторами приведены новые данные по микроклиноформному строению продуктивного горизонта БВ₁₀ одного из крупнейших месторождений Западной Сибири [10]. В статье Ю. В. Ендаловой с соавторами предложена микроклиноформная модель строения валанжина Восточно-Уренгойского месторождения [11]. В статье Н. С. Корочкиной описана микроклиноформная (линзовидная) модель строения пласта БС₈ Верхнесалымского месторождения, закартированы границы приклинивания шельфовых пластов к верхней границе циклита [12]. В публикации Ю. Ю. Бушаевой с соавторами приведена микроклиноформная модель пласта БВ₁₀ одного из нефтегазовых месторождений Западной Сибири, позволившая увязать водонефтяные контакты в разных частях объекта и переоценить запасы углеводородов [13]. В статье А. С. Меледина и В. А. Белкиной [14] предложена микроклиноформная модель пластов БВ₁₀₋₁₁ одного из месторождений Нижневартовского района, внешняя проверка которой подтвердила ее улучшенные прогностические свойства. В работах [15–17], соавтором и автором которых является В. С. Дручин, предложены микроклиноформные модели шельфовых пластов Имилорского месторождения.

С другой стороны, микроклиноформное строение шельфовых пластов неокома Западной Сибири стало предметом глубоких исследований достаточно поздно. Вероятная причина этого — высокие скорости прогибания и седиментации [18], которые, с нашей точки зрения, «затушевывают» проявления форсированной регрессии. Прямые доказательства микроклиноформного строения пластов в скважинах — наличие фациальных несогласий между глинистыми отложениями шельфа и лагун — прибрежной равнины [10], а также результаты детальной корреляции разрезов по сетке эксплуатационных скважин [7]. Обоснованием микроклиноформного строения шельфовых пластов по сейсмическим данным являются взаимоотношения отражений от внутренних неоднородностей пласта и регионального отражения, связанного с трансгрессивной глинистой пачкой, по схеме кровельного прилегания или эрозионного среза. Примеры таких взаимоотношений приведены в работах [8, 10, 12, 17].

Вместе с тем, как отмечено в статье [19], секвенс-стратиграфическая концепция пока не стала общепринятой основой изучения фациально-стратиграфической структуры Западно-Сибирского осадочного бассейна. То же самое можно сказать и об одной из ее составляющих — микроклиноформной модели шельфовых пластов неокома. Поэтому публикация новых данных, иллюстрирующих ее эффективность при решении конкретных поисковых и разведочных задач, является весьма актуальной. Соответственно, цель данной статьи — изложение опыта нефтегазogeологического моделирования шельфового пласта БТ₁₀ на основе микроклиноформной модели на Западно-Часельском месторождении в юго-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО).

Объект и методы исследований

Объект исследования — продуктивный пласт БТ₁₀ в юго-восточной части ЯНАО. Стратиграфически пласт относится к отложениям позднего валанжина заполярной свиты. Отложения пласта формировались в условиях шельфовой части клиноформы комплекса пластов БС₈₋₉ (Цимбалюк, Важенина и др., 2021).

Основанием для постановки работ стали результаты строительства поисковой скв. 2П на Западно-Часельском месторождении, контролируемом одноименным локальным поднятием в южной части крупной структуры II порядка — Русско-Часельского крупного вала. По данным интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), в пласте БТ₁₀ был выявлен новый перспективный объект, при испытании давший приток газа с водой ($Q_{г\text{ сеп.}}$ — 44,26 тыс. м³/сут, $Q_{в}$ — 200,8 м³/сут). Таким образом, в пласте БТ₁₀ была выявлена новая газовая залежь. Перспективы этого объекта ранее не рассматривались, поскольку пласт БТ₁₀ в купольной части Западно-Часельской структуры имеет водяное насыщение по результатам интерпретации (ГИС) в скв. 1П Западно-Часельской, пробуренной севернее на расстоянии четырех километров и вскрывшей пласт выше по абсолютным отметкам на 25 м.

Поскольку разрывных нарушений в описываемой части разреза выявлено не было, полученные результаты бурения потребовали пересмотра ранее принятой фациально-стратиграфической модели пласта БТ₁₀ в исследуемом районе. Для решения этой задачи был пересмотрен весь имеющийся геолого-геофизический материал, включающий в себя:

- результаты сейсморазведочных работ 3D-сейсмопартии (СП) № 39/14-16, которая выполняла в 2015 году полевые сейсмические работы 3D на Западно-Часельской и в 2016 году на Западно-Кынской площадях (Кулагин, Сахипова и др., 2017);
- результаты бурения скважин в пределах Кынско-Часельского лицензионного участка, включая результаты седиментационного анализа имеющегося керна;
- результаты региональных исследований по юго-восточной части ЯНАО (Цимбалюк, Важенина и др., 2021).

Метод исследования — сеймостратиграфический и динамический анализ сейсмических данных, совмещенный с анализом строения пласта по комплексу ГИС и керна в точках скважин и палеогеографическими реконструкциями.

Результаты фациально-стратиграфического моделирования

По результатам детального сеймостратиграфического анализа волнового поля с учетом скважинных данных установлено, что интервал пласта БТ₁₀ на временных разрезах характеризуется микроклиноформным строением. Соответственно, в качестве концептуальной основы исследования была использована микроклиноформная модель — представление шельфовых пластов неокома, основы которой изложены в упомянутых ранее работах.

В соответствии с принятой концепцией на временных разрезах были прослежены:

- отражающий горизонт (ОГ) НБТ₁₀¹, приуроченный к подошве пласта БТ₁₀;

- ОГ НБТ₁₀, приуроченный к подошве, перекрывающей пласт БТ₁₀ маркирующей глинистой пачке;
- ОГ НБТ₁₀⁰⁻¹, приуроченный к кровле микроклиноформы, содержащей газонасыщенный резервуар в скв. 2П.

Толщина изучаемого пласта в пределах площади исследования в среднем составляет 60 м. Это сопоставимо с длиной сейсмической волны, поэтому на стандартном временном разрезе он представлен одной фазой волнового поля. С целью увеличения разрешенности сейсмической записи был рассчитан куб второй производной волнового поля, которая более чувствительна к изменению толщин и пористости песчаных прослоев коллектора. При такой трансформации на временных разрезах более детально выделяются маломощные линзы, зоны выклинивания, замещения, фациальные переходы. Сечение палеокуба второй производной, выровненное на ОГ НБТ₁₀¹, показано на рисунке 1. В результате данного методического приема удалось увеличить разрешенность сейсмической записи и более уверенно проследить целевое отражение НБТ₁₀⁰⁻¹.

Для картирования зоны развития пласта БТ₁₀⁰⁻¹ использовались интегральные динамические параметры, которые вычислялись по амплитуде отраженного сигнала в скользящем временном окне. В эту группу входят средняя амплитуда, суммарные отрицательные или положительные амплитуды. Как правило, наблюдается связь между амплитудами (интенсивностью) отражений и изменением мощности пласта, поэтому эти параметры эффективны при проведении атрибутного анализа.

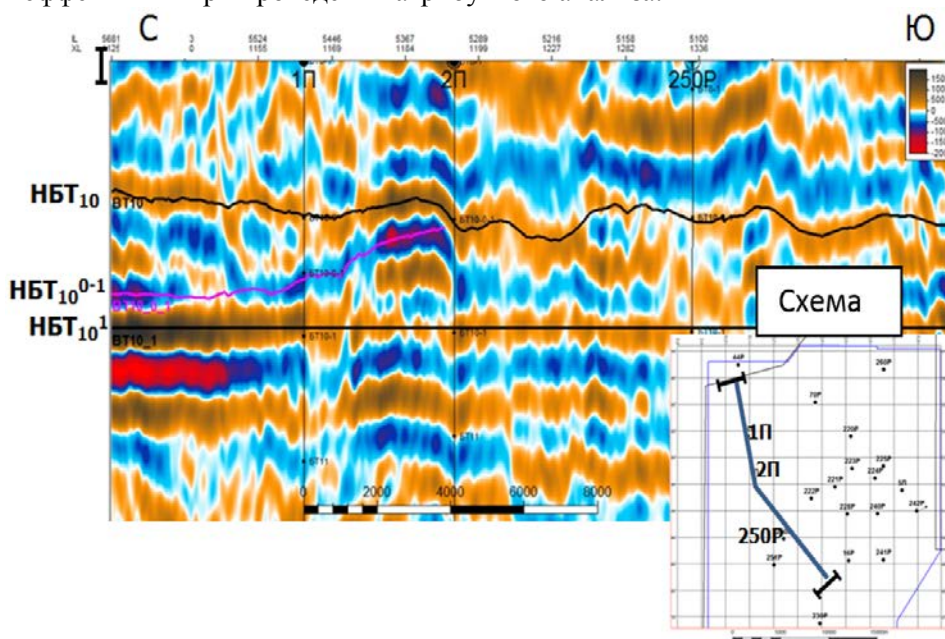


Рис. 1. Пример прослеживания ОГ НБТ₁₀¹, НБТ₁₀⁰⁻¹, НБТ₁₀ на фрагменте сечения палеокуба второй производной волнового поля

Согласно материалам региональной работы в юго-восточной части ЯНАО, исследуемая территория относится к области дельтового осадконакопления (Цимбалюк, Важенина и др., 2021). Поэтому на рисунке 2 приведены:

- принципиальная схема формирования дельтового комплекса, заимствованная из (Allen, Mercier, 1988) и положенная в основу палеогеографических реконструкций объекта;
- временной палеоразрез по линии скважин 251Р, 250Р, 70П, на котором выделена зона хаотичной сейсмической записи в интервале пласта БТ₁₀, предположительно связанная с развитием дельтовых лопастей в пласте БТ₁₀⁰⁻¹;
- карта атрибута «сумма отрицательных амплитуд», рассчитанного в окне прослеживания пласта.

Упомянутая зона хаотичной сейсмической записи, интерпретируемая как дельтовая лопасть, отражается на карте сейсмического атрибута в виде динамических аномалий с низкими значениями (см. рис. 2, красный цвет).

Высокая латеральная неоднородность динамического атрибута указывает на принадлежность отложений к крупному дельтовому комплексу, а полосовидное распределение динамических аномалий дает основание предполагать, что рассматриваемые микроклиноформы сформировались в результате бокового наращивания при продвижении фронта дельты в северном и северо-западном направлении.

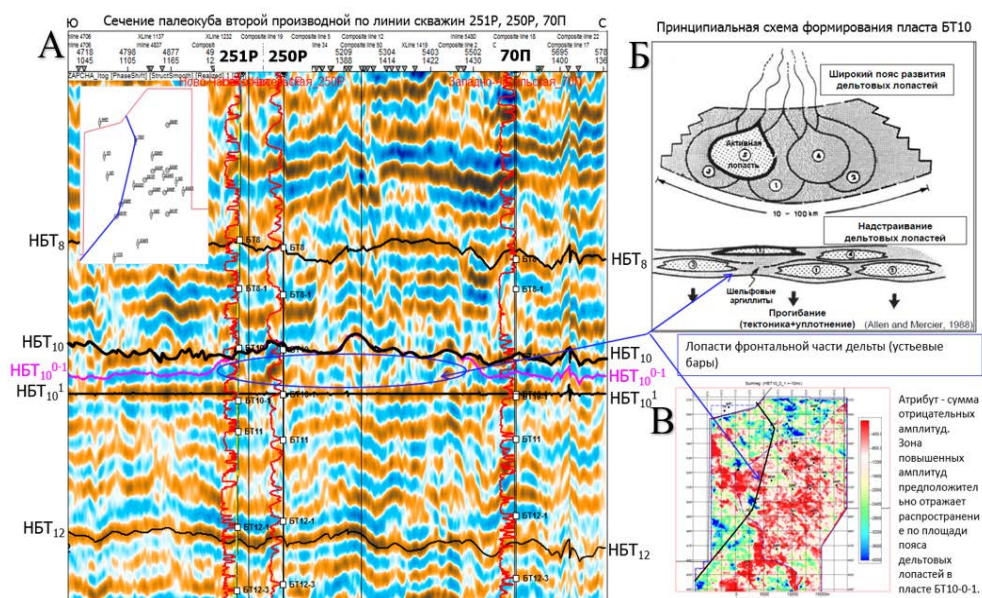


Рис. 2. Картирование зон развития по площади дельтовых лопастей в пласте БТ₁₀⁰⁻¹: А — временной палеоразрез по линии скважин 251Р, 250Р, 70П; Б — принципиальная схема формирования дельтового комплекса (Allen, Mercier, 1988); В — карта атрибута «сумма отрицательных амплитуд», рассчитанного в окне прослеживания пласта

На рисунке 3 приведена микроклиноформная модель объекта исследования, построенная на основе описанной выше комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных:

- палеогеологическая схема поверхности стратиграфического несогласия, перекрытой трансгрессивной глинистой пачкой;

- три корреляционных профиля, отображающих микроклиноформные взаимоотношения пластов $БТ_{10}^0$ и $БТ_{10}^{0-1}$;
- фрагмент вертикального сечения куба второй производной волнового поля, иллюстрирующий микроклиноформную структуру исследуемого интервала.

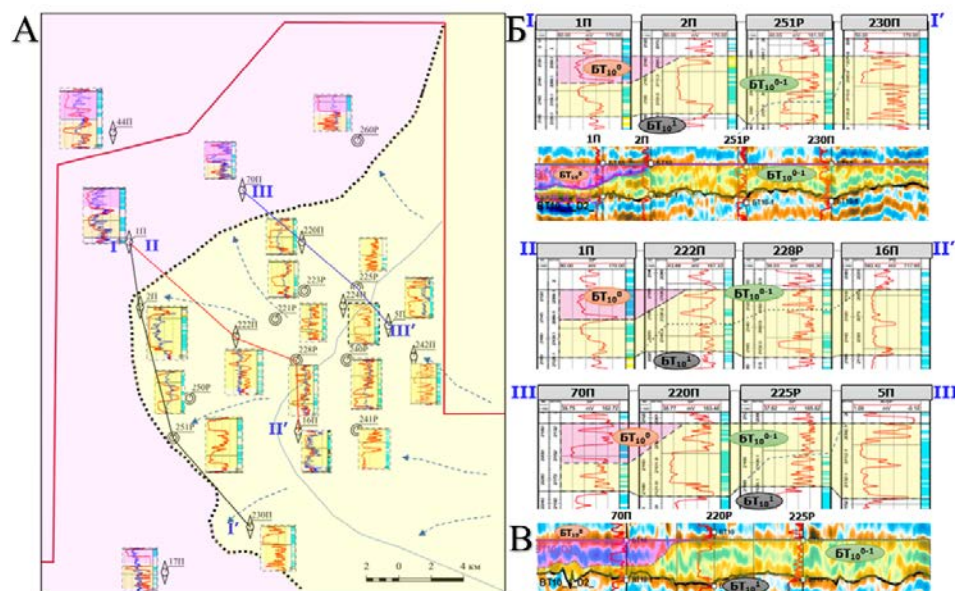


Рис 3. Микроклиноформная модель строения горизонта $БТ_{10}$ в районе исследования:
 А — палеогеологическая схема поверхности стратиграфического несогласия, перекрытой трансгрессивной глинистой пачкой; Б — корреляционные профили, отображающие микроклиноформные взаимоотношения пластов $БТ_{10}^0$ и $БТ_{10}^{0-1}$; В — фрагмент вертикального сечения куба второй производной волнового поля, иллюстрирующий микроклиноформную структуру исследуемого интервала

На указанной палеогеологической схеме показана область распространения пласта $БТ_{10}^0$, ограниченная пунктирной границей его выклинивания, и область залегания пласта $БТ_{10}^{0-1}$ непосредственно под глинистой покрышкой. Граница выклинивания пласта $БТ_{10}^0$ проведена на основе комплексирования результатов динамического анализа и корреляции разрезов скважин.

Принятая модель условий осадконакопления согласуется с данными седиментационного описания керна скв. 17П Ново-Часельской, находящейся южнее изучаемой территории на 7 км. По данным описания керна, в интервале пластов $БТ_{11}$ – $БТ_{12}$ выделены распределительные каналы дельтовых отложений.

Результаты построения модели газовой залежи в пласте $НБТ_{10}^{0-1}$

Структурная карта по ОГ $НБТ_{10}^{0-1}$ была построена от ОГ $НБТ_{10}^1$ через интервальную мощность. Интервальная мощность рассчитана по изохорам ($НБТ_{10}^1$ – $НБТ_{10}^{0-1}$) с постоянной скоростью 3 600 м/с, определенной по данным акустического каротажа. В результате в районе скв. 2П закартирована

небольшая структурная ловушка размером 4*2,5 км и амплитудой около 20 м, контролирующая самостоятельную газовую залежь с ГВК -2 098,6 м (рис. 4). На рисунке представлены структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин пласта БТ₁₀⁰⁻¹ и геологический разрез объекта исследования, отображающий его микроклиноформное строение и контролируемую им газонасыщенность.

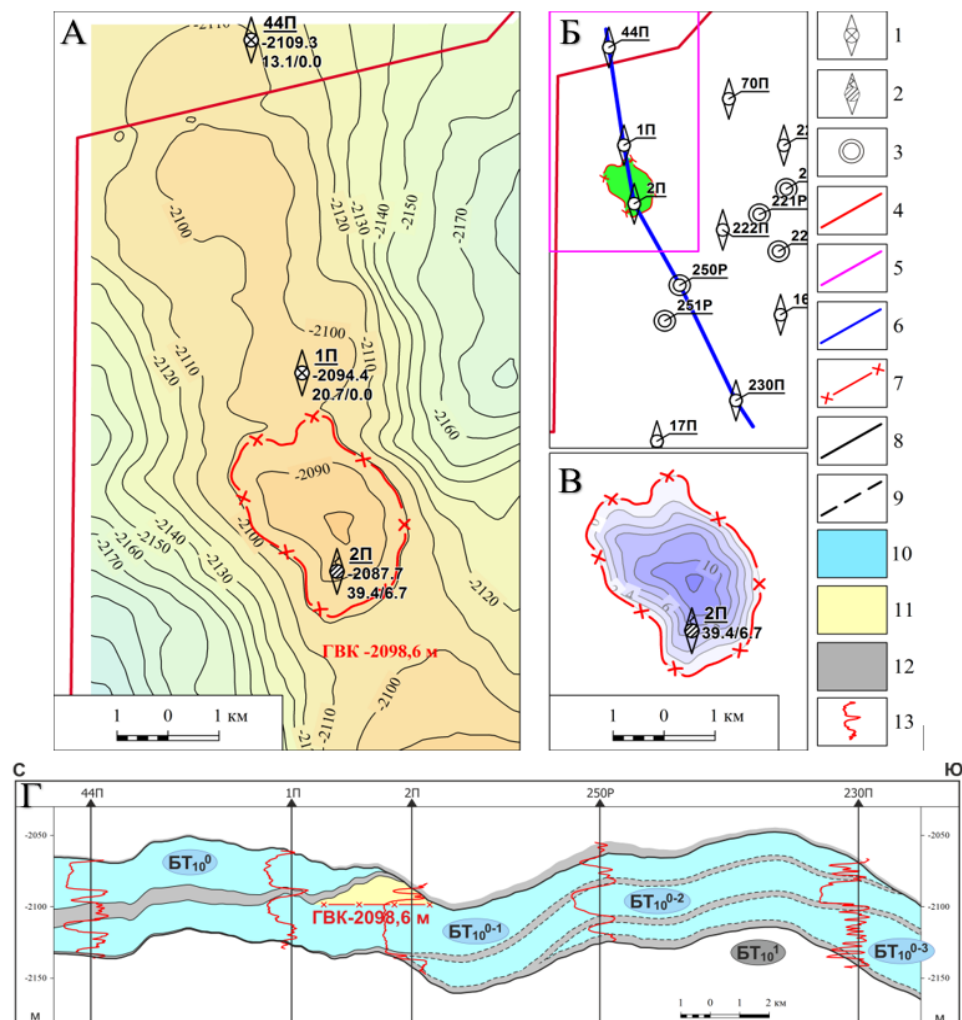


Рис. 4. Геологическая модель газовой залежи в продуктивном пласте БТ₁₀⁰⁻¹ в районе скв. 2П: А — структурная карта по кровле коллектора пласта БТ₁₀⁰⁻¹; Б — линия разреза через газовую залежь; В — карта эффективной газонасыщенной толщины; Г — геологический разрез в интервале пласта БТ₁₀: 1 — поисковая скважина, водоносная по ГИС; 2 — поисковая скважина, давшая приток газа и воды; 3 — разведочная скважина; 4 — границы Кынско-Часельского лицензионного участка; 5 — границы структурной карты по кровле БТ₁₀⁰⁻¹; 6 — линия геологического разреза; 7 — контур газонасыщенности; 8 — стратиграфические границы микроклиноформ пласта БТ₁₀; 9 — предполагаемые стратиграфические границы микроклиноформ пласта БТ₁₀; 10 — песчаные водоносные отложения; 11 — песчаные газонасыщенные отложения; 12 — глинистые отложения; 13 — фрагмент кривой метода ПС

Обсуждение результатов

Согласно современным представлениям, микроклиноформное строение шельфовых резервуаров неокома Западной Сибири можно объяснить с позиции бокового наращивания разреза, происходящего в результате интенсивной проградации дельтовых лопастей в периоды форсированной регрессии.

Микроклиноформная модель шельфовых пластов в последнее время находит все больше сторонников среди геологов-практиков, поскольку позволяет эффективно решать проблемы, возникающие при освоении резервуаров со сложным характером насыщения. Данная концепция становится основой построения геолого-гидродинамических моделей конкретных объектов и принятия эффективных решений по их доразведке и разработке.

В данной статье показано, как применение микроклиноформной концепции дало возможность, во-первых, объяснить противоречивый характер насыщения горизонта БТ₁₀, который до недавнего времени рассматривался как гидродинамически единый резервуар, во-вторых, детализировать внутреннее строение объекта в районе скв. 2П, в-третьих, построить геологическую модель газовой залежи, которая стала основой для подсчета запасов.

Для картирования микроклиноформного строения горизонта БТ₁₀ был рассчитан куб второй производной волнового поля, существенно повысивший разрешенность сейсмической записи. В результате его интерпретации удалось проследить отражение НБТ₁₀⁰⁻¹, связанное с газонасыщенной микроклиноформой.

В результате исследований установлено, что кровля продуктивного горизонта БТ₁₀ в рассматриваемом районе представляет собой поверхность стратиграфического несогласия. Совместная интерпретация результатов сейсмостратиграфического, динамического анализа сейсмических данных совместно со скважинной информацией позволила построить палеогеологическую карту этой поверхности, на которой отображены зоны распространения пластов БТ₁₀⁰ и БТ₁₀⁰⁻¹.

Полученные данные стали основой построения непротиворечивой модели структурной газовой залежи в пласте БТ₁₀⁰⁻¹ и оценки ее запасов.

Практическое значение проведенных исследований не ограничивается Западно-Часельской площадью. Схожее геологическое строение имеет весь перспективный комплекс пластов БТ₈ — БТ₁₂, приуроченный к шельфовой части макроклинформных комплексов. На Западно-Часельском и соседнем Южно-Русском месторождениях в нем уже открыты залежи углеводородов, что создает предпосылки для более детального изучения данного интервала на основе микроклиноформной концепции.

Выводы

1. Согласно современным представлениям, микроклиноформное строение шельфовых резервуаров неокома Западной Сибири объясняется интенсивной проградацией дельтовых лопастей в периоды форсированной регрессии. Данное явление привело к образованию гидродинамически разобщенных резервуаров в пределах кажущихся едиными крупными песчаных горизонтов.

2. В статье приведен пример успешного применения микроклиноформной модели для объяснения наблюдаемых отношений флюидов в горизонте БТ₁₀ Западно-Часельского месторождения. Полученные результаты стали основой построения модели газовой залежи и оценки ее запасов.

3. На Западно-Часельском и соседнем Южно-Русском месторождениях в пластах группы БТ уже открыты залежи углеводородов, что повышает перспективы данного интервала в пределах юго-восточной части ЯНАО. Это ставит задачу более детального его изучения на основе микроклиноформной концепции.

4. Для картирования микроклиноформного строения пластов группы БТ необходимо применять комплексный подход, включающий детальный анализ сейсмических данных повышенной разрешенности и результатов бурения скважин.

Библиографический список

1. Трушкова, Л. Я. Клиноформы неокома. Уникальный тип нефтегазоносных резервуаров Западной Сибири = Neocomian Clinoforms — unique type of petroleum reservoirs of Western Siberia : монография / Л. Я. Трушкова, В. П. Егошкин, Ф. З. Хафизов ; под редакцией О. М. Прищепа. — Санкт-Петербург : ВНИГРИ, 2011. — 125 с. — (Труды ВНИГРИ). — Текст : непосредственный.
2. Аухатов, Я. Г. Влияние надвиговых движений на характер строения продуктивных пластов Тевлинско-Рускинского месторождения (Среднее Приобье) / Я. Г. Аухатов. — Текст : непосредственный // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. Академия наук Республики Башкортостан. — 2008. — № 12. — С. 52–53.
3. Аухатов, Я. Г. Микроклиноформная модель строения продуктивного пласта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Рускинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь) / Я. Г. Аухатов. — Текст : непосредственный // Виртуальные и реальные литологические модели. Материалы 10-го Уральского литологического совещания : 75-летию Института геологии и геохимии УрО РАН посвящается (Екатеринбург, 21–22 октября 2014 г.) / Отв. ред. А. В. Маслов. — Екатеринбург : Институт геологии и геохимии им. академика А. Н. Заварицкого УрО РАН, 2014. — С. 22–24.
4. Изучение геологического строения пласта БС₁₀²⁻³ на Северо-Конитлорской и Северо-Кочевской площадях с целью оценки перспектив нефтеносности / А. В. Гачегов, А. А. Потрясов, Т. Ю. Костылева, А. Н. Шайхутдинов. — Текст : непосредственный // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. — 2004. — Т. 3, № 5. — С. 135–141.
5. Иванов, Д. Н. Механизм построения трехмерной геологической модели клиноформных отложений пласта БВ₁₀ Мыхпайской площади Самотлорского месторождения / Д. Н. Иванов, Ю. В. Михеев. — Текст : непосредственный // Сборник трудов десятой научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО — Югры». — Ханты-Мансийск, 2007 г. — Т. 2. — С. 398–405.
6. Особенности геологического строения локальных клиноформ пласта БВ₁₀¹⁻² Самотлорского месторождения / А. С. Грищенко, Р. Х. Гильманова, Э. Р. Мустаева, С. Л. Рыжов. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2009. — № 9. — С. 18–23.
7. Уточнение геологического строения БВ₁₀¹⁻² методом корреляции клиноформ / Э. Р. Мустаева, А. С. Грищенко, С. Л. Рыжов, Р. Р. Яруллин. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2010. — № 7. — С. 50–54.

8. Варламов, С. Н. «Микроклиноформная» модель строения мелководно-морских отложений (Центральная часть Западно-Сибирской плиты) / С. Н. Варламов, Г. Д. Ухлова. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2009. – № 9. – С. 13–14.
9. Catuneanu, O. Sequence stratigraphy : methodology and nomenclature / O. Catuneanu, W. E. Galloway, C. G. St. C. Kendall [et al.]. – DOI 10.1127/0078-0421/2011/0011. – Direct text // Newsletters on Stratigraphy. – 2011. – Vol. 44, Issue 3. – P. 173–245.
10. Принципиальная фациальная модель осадочного бассейна клиноформного типа / Л. Н. Иванова, Л. В. Лапина, М. В. Лебедев, Р. Б. Яневиц. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 7–11.
11. Ендалова, Ю. В. Микроклиноформная модель валанжинских отложений Восточно-Уренгойского месторождения / Ю. В. Ендалова, О. С. Малыгина, Н. В. Янкова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 24–27.
12. Корочкина, Н. С. Особенности построения сейсмогеологической модели шельфового пласта БС₈ Верхнесалымского месторождения / Н. С. Корочкина. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2016. – № 4. – С. 15–21.
13. Уточнение геолого-геофизической концепции строения шельфовых пластов / Ю. Ю. Бушаева, А. С. Прохoshин, С. С. Шевелев, С. Г. Паняк. – Текст : непосредственный // Успехи современной науки. – 2017. – Т. 2, № 8. – С. 164–168.
14. Меледин, А. С. Геологическое строение пластов БВ₁₀₋₁₁ по комплексу геолого-промысловых данных / А. С. Меледин, В. А. Белкина. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 1–2. – С. 32–38.
15. Обоснование геологических моделей залежей Имилорского месторождения / В. С. Дручин, В. Е. Касаткин, С. В., Лагутина [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы десятой Международной научно-практической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета) (24 ноября 2016 г.). – Тюмень, 2016. – Т. 1 : Геология, геофизика. Гидрогеология, геотермия и геокриология. Экология, промышленная безопасность. – С. 96–100.
16. Прослеживание зональных глинистых покрышек в ачимовской толще Имилорского месторождения / В. С. Дручин, Р. Н. Хасанов, В. И. Шаламова, А. С. Осипенко. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 5–10.
17. Дручин, В. С. Уточнение геологического строения неантиклинальных залежей нефти на месторождениях Широтного Приобья на основе концептуальных моделей : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минеральных наук / Дручин Виталий Сергеевич. – Тюмень, 2019. – 19 с. – Текст : непосредственный.
18. Ершов, С. В. Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири / С. В. Ершов. – DOI 10.15372/GiG20180711. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59, № 7. – С. 1106–1123.
19. Проблемы и методы стратификации (на примере юрско-меловых отложений северо-востока Западной Сибири) / В. А. Балдин, В. П. Игошкин, Н. З. Мунасыпов, И. Н. Низамутдинова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2020. – № 3. – С. 17–30.

References

1. Trushkova, L. Ya., Egoshkin, V. P., & Hafizov, F. Z. (2011) Neocomian Clinoforms - unique type of petroleum reservoirs of Western Siberia. St. Petersburg, VNIGRI Publ., 125 p. (In Russian).
2. Aukhatov, Ya. G. (2008). Vliyanie nadvigovykh dvizheniy na kharakter stroeniya produktivnykh plastov Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya (Srednee Priob'e). Geology. The bulletin of the department of earth sciences and natural resources of the academy of sciences of the Republic of Bashkortostan, (12), pp. 52-53. (In Russian).

3. Aukhatov, Ya. G. (2014). Mikroklinofornnaya model' stroeniya produktivnogo plasta BS₁₀²⁻³ Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya (Srednee Priob'e, Zapadnaya Sibir'). Virtual'nye i real'nye litologicheskie modeli. Materialy 10-go Ural'skogo litologicheskogo soveshchaniya: 75-letiyu Instituta geologii i geokhimii UrO RAN posvyashchaetsya, Ekaterinburg, October, 21-22, 2014). Ekaterinburg, Institut geologii i geokhimii im. akademika A. N. Zavarickogo UrO RAN Publ., pp. 22-24. (In Russian).
4. Gachegov, A. V., Potryasov, A. A., Kostyleva, T. Yu., & Shaikhutdinov, A. N. (2004). Izuchenie geologicheskogo stroeniya plasta BS₁₀²⁻³ na Severo-Konitlorskoy i Seve-ro-Kochevskoy ploshchadyakh s tsel'yu otsenki perspektiv neftenosnosti. Bulletin of the Perm State Technical University. Oil and gas, 3(5), pp. 135-141. (In Russian).
5. Ivanov, D. N., Mikheev, Yu. V. (2007). The mechanism of constructing a three-dimensional geological model of clinoform deposits of the BV₁₀ formation of the Mykhpayskaya area of the Samotlor deposit. Proceedings of the tenth scientific and practical conference "Ways to realize the oil and gas potential of KhMAO-Yugra". Khanty-Mansiysk, 2, pp. 398-405.
6. Grisichenko, A. S., Gilmanova, R. Kh., Mustaeva, E. R., & Ryzhov, S. L. (2009). Geological structure peculiarities of layer BV₁₀¹⁻² local clinoforms of samotlor field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, (9), pp. 18-23. (In Russian).
7. Mustaeva, E. R., & Grisichenko, A. S., Ryzhov, S. L., & Yarullin, R. R. (2010). Specification of geological structure of BV₁₀¹⁻² formation by means of clinoform correlation method. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, (7), pp. 50-54. (In Russian).
8. Varlamov, S. N. & Ukhlova, G. D. (2009). "Microwedge-form" structure model of shallow-sea deposits (Central part of West-Siberian flag). Burenie i nef't', (9), pp. 13-14. (In Russian).
9. Catuneanu, O., Galloway, W. E., Kendall, Ch. G. St. C., Miall, A. D., Posamentier, H. W., Strasser, A., & Tucker, M. E. (2011). Sequence stratigraphy : methodology and nomenclature. Newsletters on Stratigraphy, 44(3), pp. 173-245. (In English). DOI: 10.1127/0078-0421/2011/0011
10. Ivanova, L. N., Lapina, L. V., Lebedev, M. V., & Yanevits, R. B. (2012). Principled facies model of a sedimentary basin of the clinoform type. Oil Industry, (10), pp. 7-11. (In Russian).
11. Endalova, Yu. V., Malygina, O. S., & Yankova, N. V. (2012). Microclinoform model of valanginian deposits in the Vostochno-Urengoiskeye field. Oil Industry, (10), pp. 24-27. (In Russian).
12. Korochkina, N. S. (2016). Specialty of shelf layer BS₈ seismo-geological subsurface model building of Upper-Salym field. Russian Geophysics, (4), pp. 15-21. (In Russian).
13. Bushueva, Yu. Yu., Prohoshin, A. S., Shevelev, S. S., & Panyak, S. G. (2017). Update of the concept of shelf reservoirs geological-geophysical structure. Uspekhi sovremennoy nauki, 2(8), pp.164-168. (In Russian).
14. Meledin, A. S. & Belkina, V. A. (2018). Geological structure of the BV₁₀₋₁₁ horizons by the complex of field-geologic data. Oil and Gas Territory, (1-2), pp. 32-38. (In Russian).
15. Druchin, V. S., Kasatkin, V. E., Lagutina, S. V., Grishkevich, V. F., Gilmanova, N. V. Dolmatova, S. S., & Moskalenko, N. Yu. (2016). Justification of geological models of deposits of the Imilorskoye field. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyne (opyt, innovatsii): materialy desyatoy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (posvyashchennoy 60-letiyu Tyumenskogo industrial'nogo universiteta), November, 24, 2016. T. 1: Geologiya, geofizika. Gidrogeologiya, geotermya i geokriologiya. Ekologiya, promyshlennaya bezopasnost'. Tyumen, pp. 96-100. (In Russian).
16. Druchin, V. S. Khasanov, R. N., Shalamova, V. I., & Osipenko, A. S. (2017). Identification of zonal clay cap rocks in Imilor deposit of Achimovsky stratum. Geology, Geophysics and development of oil and gas fields, (9), pp. 5-10. (In Russian).
17. Druchin, V. S. (2019). Utochnenie geologicheskogo stroeniya neantiklinal'nykh zalezhey nef'ti na mestorozhdeniyakh Shirot'nogo Priob'ya na osnove kontseptual'nykh modeley. Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 19 p. (In Russian).
18. Ershov, S. V. (2018). Sequence stratigraphy of the Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia. Geology and geophysics, 59(7), pp. 891-904. (In English). DOI: 10.15372/GiG20180711
19. Baldin, V. A., Igoshkin, V. P., Mynasypov, N. Z., & Nizamutdinova, I. N. (2020). Problems and methods of stratification (as exemplified by Jurassic-Cretaceous sediments in northeastern West Siberia), Russian Geophysics, (3), pp. 17-30. (In Russian).

Сведения об авторах

Фищенко Анжелика Николаевна, исполняющий обязанности заместителя генерального директора по геологии и ГРП — начальник управления ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Шакиров Равиль Рамильевич, начальник управления геологического сопровождения проектов, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», г. Тюмень

Михеев Юрий Владимирович, главный менеджер управления ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: YVMikheev2@tnnc.rosneft.ru

Кулагин Сергей Иванович, менеджер управления ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Михайлов Иван Алексеевич, главный специалист ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Сокольников Анастасия Алексеевна, начальник отдела по оценке потенциала УВ ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Anzhelika N. Fischenko, Acting Deputy General Director for Geology and Exploration, Head of West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Ravil R. Shakirov, Head of Geological Support Division, Kynsko-Chaselskoe neftegas LLC, Tyumen

Yuri V. Mikheev, General Manager of West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: YVMikheev2@tnnc.rosneft.ru

Sergey I. Kulagin, Manager of West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Ivan A. Mikhailov, Chief Specialist of West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Anastasia A. Sokolnikova, Team Leader, HC Potential Assessment, West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Итерационное моделирование как инструмент выбора
геологической основы для гидродинамического
моделирования и проектирования разработки**

А. А. Агаркова, С. Е. Шебанкин, М. А. Тукаев*, М. С. Кармазин

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: MATukaev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Привычный метод построения цифровой модели месторождения, основанный на гидродинамическом моделировании с использованием базовой (чаще всего единственной) реализации геологической модели, как правило, требует внесения дополнительных корректировок в исходные геологические параметры для успешной адаптации модели на историю разработки. Это приводит к субъективности при оценке прогнозных технологических показателей разработки месторождения. В статье рассмотрен метод итерационного моделирования на примере пласта ПК₁ одного из газоконденсатных месторождений Тюменской области, который позволяет комплексно оценить возможные неопределенности и получить наиболее вероятную реализацию модели.

Ключевые слова: итерационное моделирование; пласт ПК₁; газоконденсатное месторождение; геологическое моделирование; гидродинамическое моделирование

**Iterative modeling is as a tool for selecting a geological basis
for hydrodynamic modeling and development design**

**Alexandra A. Agarkova, Stepan E. Shebankin, Marat A. Tukaev*,
Maxim S. Karmazin**

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: MATukaev@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The usual method for constructing a digital model of a field is based on hydrodynamic modeling using the basic implementation of a geological model, usually requires additional adjustments to the initial data, and as a result, leads to a wide range of uncertainties in assessing the predicted technological indicators of field development. The PK₁ reservoir of a gas condensate field case study discuss-

es the method of iterative modeling, which makes it possible to comprehensively approach the assessment of possible uncertainties.

Key words: iterative modeling; reservoir PK₁; gas condensate field; geological modeling; hydrodynamic modeling

Введение

В настоящее время цифровая модель месторождения (ЦММ) является наиболее востребованным инструментом инженеров для решения большинства задач геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений [1].

Наиболее распространенный подход к созданию ЦММ основан на гидродинамическом моделировании с использованием только базовой (единственной) реализации геологической модели, что приводит к увеличению временных затрат на адаптацию модели и может быть причиной нелогичных результатов прогнозирования.

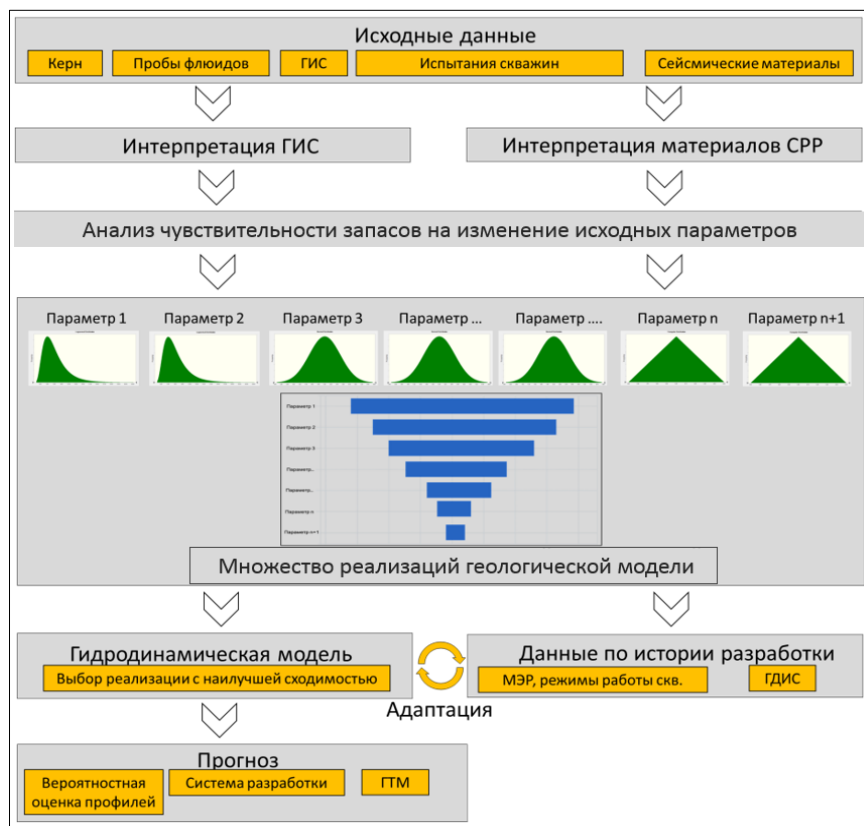


Рис. 1. Алгоритм итерационного моделирования

Для принятия взвешенных инвестиционных решений при разработке месторождений необходимо комплексно подходить к оценке возможных неопределенностей не только величины запасов, но факторов, обуславливающих ее изменение. Для решения этой задачи в данной работе использован подход итерационного моделирования, который обеспечивает систем-

ную оценку параметров возможных вариантов ЦММ. Цель итерационного моделирования — создание и выбор наиболее вероятной реализации геологической основы, обеспечивающей наилучшую адаптацию гидродинамической модели на историю разработки без значительных корректировок входных параметров.

Предлагаемый итерационный алгоритм состоит из следующих четырех этапов (рис. 1):

- создание множества реализаций геологической модели по результатам анализа неопределенности исходных данных и анализа чувствительности изменения величины запасов к изменению исходных данных;
- выбор нескольких реализаций для дальнейшего построения гидродинамических моделей;
- адаптация полученных моделей на историю разработки;
- выявление реализации модели, имеющей наилучшую сходимость фактических промысловых данных и расчетных, полученных с минимальными корректировками гидродинамической модели.

Данный подход был апробирован на примере пласта ПК₁ одного из газоконденсатных месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе. Рассматриваемый пласт характеризуется низкой геолого-геофизической изученностью и отсутствием собственных керновых данных.

Объект и методы исследования

Вариативность геологической основы

Пласт ПК₁ выделен в кровельной части покурской свиты (кровля сеноманского яруса, верхний мел). Генезис отложений — мелководно-морской (рис. 2).

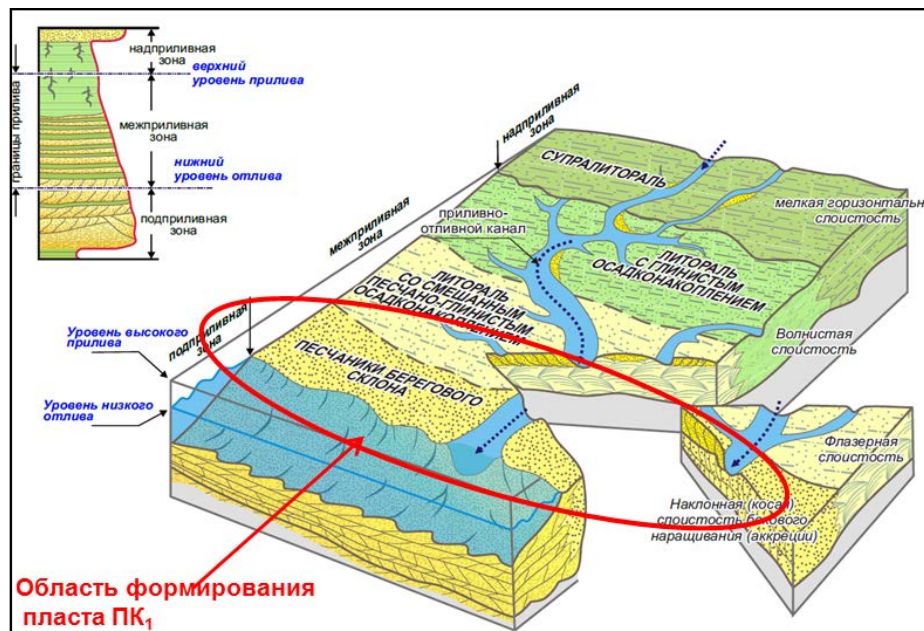


Рис. 2. Концептуальная модель осадконакопления пласта ПК₁

Выше по разрезу продуктивные отложения перекрываются глинистыми отложениями кузнецовской свиты (туронский ярус). В разрезе ПК₁ преобладают прибрежно-морские фации, представленные глинисто-песчано-алевритовыми осадками приливно-отливной зоны, существенно песчаными отложениями приливных и флювиальных каналов, песчано-алевритовыми отложениями умеренно подвижного мелководья и песчаниками аккумулятивных форм (баров, подводных валов, гряд).

В работе проведен анализ неопределенности входных параметров и анализ их влияния на величину начальных геологических запасов газа:

$$Q_g = F \cdot h \cdot K_p \cdot K_r \cdot (P_{пл}^{нач} \cdot \alpha^{нач} - P_{пл}^{кон} \cdot \alpha^{кон}) \cdot \theta_{пл}, \quad (1)$$

где Q_g — начальные геологические запасы свободного газа, млн м³; F — площадь залежи, тыс. м²; h — эффективная газонасыщенная толщина, м; K_p — коэффициент открытой пористости, д.ед.; K_r — коэффициент газонасыщенности, д.ед.; $P_{пл}^{нач}$, $P_{пл}^{кон}$ — начальное и конечное пластовое давление в залежи, МПа; $\alpha^{нач}$, $\alpha^{кон}$ — поправки на сверхсжимаемость углеводородных газов для давлений $P_{пл}^{нач}$, $P_{пл}^{кон}$, МПа⁻¹; $\theta_{пл}$ — температурная поправка для средней пластовой температуры в залежи, д.ед.

Вышеперечисленных параметров недостаточно для проведения полноценного итерационного моделирования, так как адаптация гидродинамических моделей зависит не только от величины начальных геологических запасов, но и от степени связанности коллекторов, что может быть отражено только в модели литологии.

Таким образом, была определена полная совокупность параметров, влияющих как на величину начальных геологических запасов, так и включающая параметры, учитываемые в алгоритмах распределения литологии (коллектор/неколлектор, фации или литотипы), пористости, нефтенасыщенности и в зависимости пористость — проницаемость:

- структурная неопределенность;
- неопределенность уровня газоводяного контакта (ГВК);
- вариация доли коллектора и литотипов;
- вариация рангов вариограмм при моделировании литологии и коэффициента пористости;
- вариация зависимости газонасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды;
- вариация объемных коэффициентов газа, то есть неопределенность состава газа.

В рамках анализа чувствительности величины запасов газа к изменению перечисленных параметров построены 15 реализаций геологической модели по каждому параметру неопределенности, на базе которых построен обобщенный «Торнадо-плот» (рис. 3).

Анализ результатов показал, что величина запасов наиболее чувствительна к структурной основе, уровню газоводяного контакта и рангам вариограмм, используемым при распределении литологии и коэффициента пористости.

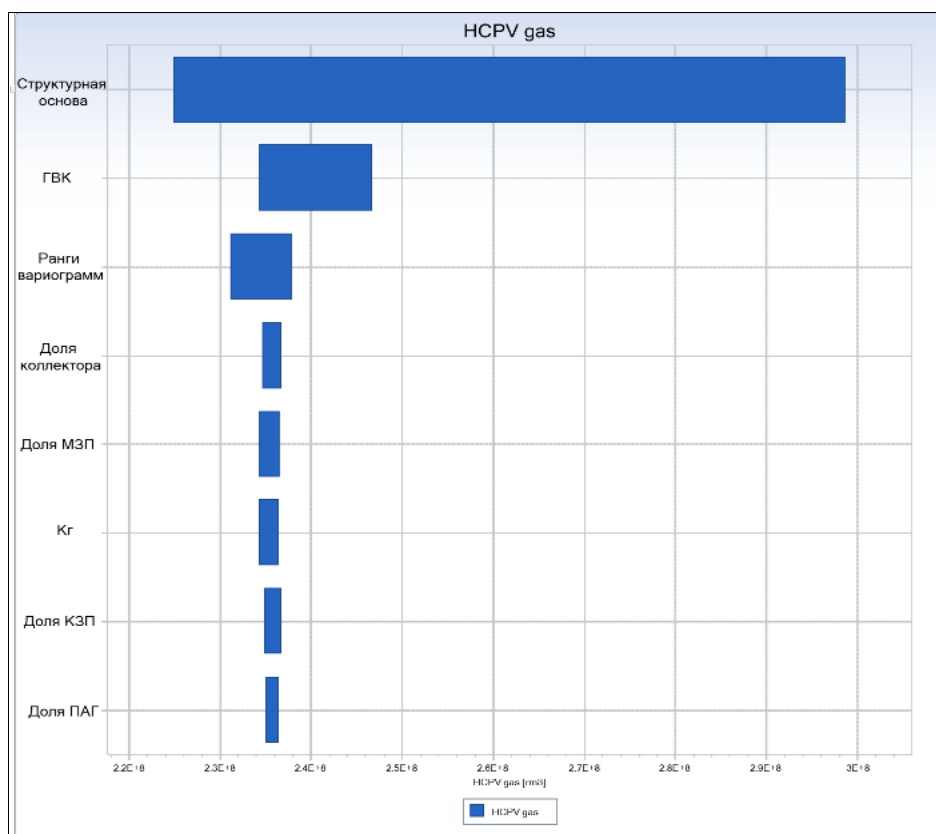


Рис. 3. **Торнадо-плот чувствительности запасов газа к входным параметрам**
 (МЗП — мелкозернистый песчаник, КЗП — крупнозернистый песчаник,
 ПАГ — песчаник алевролитово-глинистый)

Основная цель итерационного моделирования — выбор реализации гидродинамической модели с наилучшей адаптацией. Исходя из этого, принято решение создать геологические модели с вариациями рангов вариограмм как ключевого параметра, влияющего на адаптацию. Отказ от вариации структурного каркаса и уровня ГВК обусловлен отсутствием значительных расхождений в структурных картах в центральной части залежи, где размещен эксплуатационный фонд скважин.

В рамках итерационного моделирования проведен вариограммный анализ скважинных данных с использованием различного количества скважин. Формирование выборки скважин для вариограммного анализа обусловлено следующими факторами:

- горизонтальные скважины и боковые стволы скважин, вскрывая лишь верхнюю часть пласта, не характеризуют весь разрез;
- размещение фонда скважин, следовательно, плотность разбуривания и охарактеризованность пласта по латерали — неравномерные.

Вариограммный анализ проведен в трех вариантах набора скважин:

- набор скважин из базовой геологической модели (все вертикальные) — итого 24 скважины;

- весь набор скважин (все вертикальные, горизонтальные скважины и ЗБС) — всего 33 скважины;
- только вертикальные скважины за исключением близко расположенных скважин (из-за возможного появления зашумленности разреза) — всего 27 скважин.

По результатам вариограммного анализа выявлено следующее:

- вертикальный ранг настраивается уверенно во всех рассматриваемых вариантах набора скважин и наиболее корректно описывается экспоненциальным типом со значением 3,4 м (рис. 4–6);
- при настройке вариограмм горизонтальных рангов для всех выборок скважин отмечаются достижение порога вариограммы (sill-a, значение вариации, при котором функция вариограммы выходит на постоянное значение [2]) в первых двух точках и высокое значение эффекта самородка (nugget, случайной составляющей дисперсии измерений, которая определяет, насколько велико различие в очень близко расположенных точках [2]), поэтому определить горизонтальные ранги не представлялось возможным.

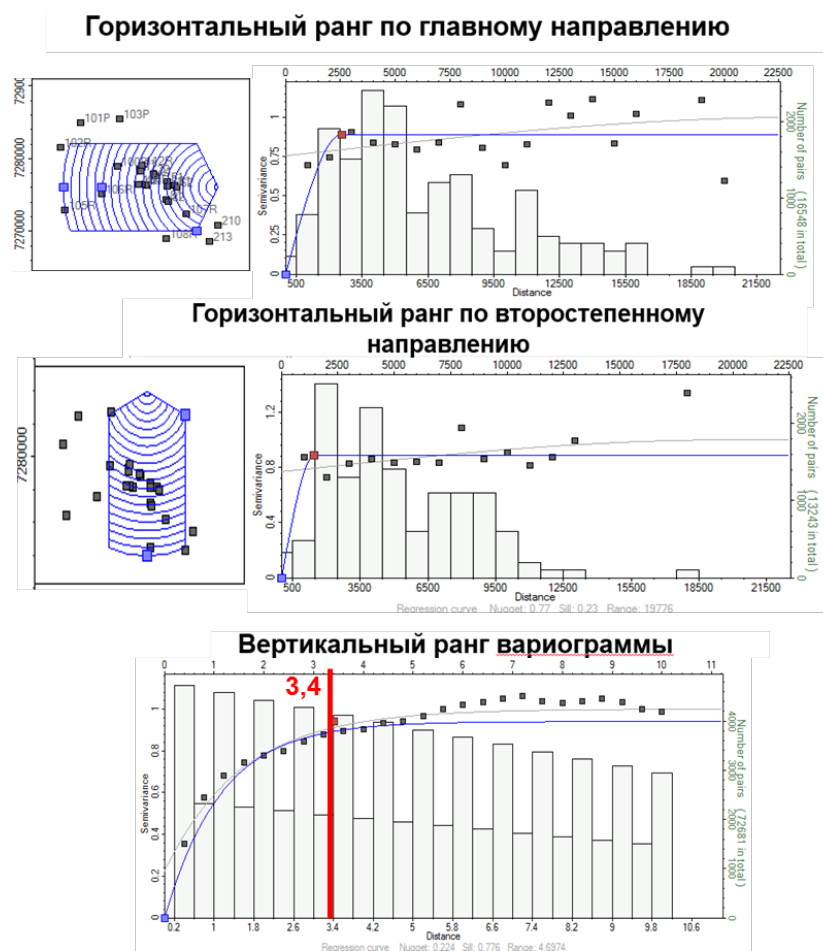


Рис. 4. Вариограммный анализ — набор скважин из базовой геологической модели (только вертикальные)

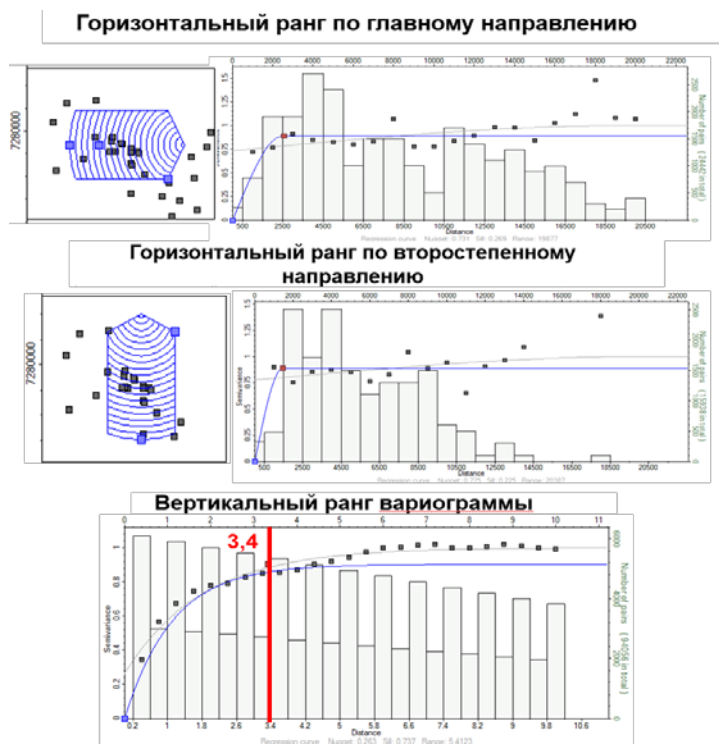


Рис. 5. Вариограммный анализ — весь набор скважин

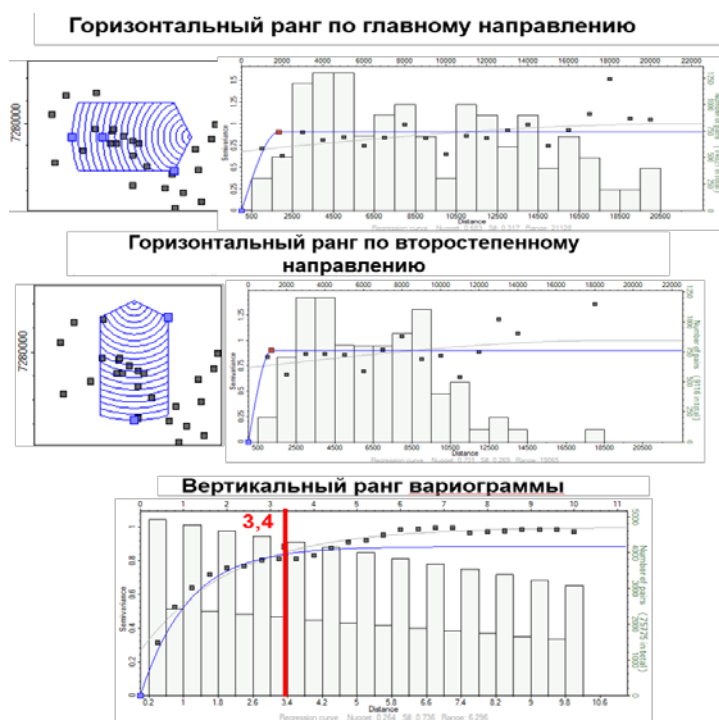


Рис. 6. Вариограммный анализ — набор только вертикальных скважин за исключением близко расположенных

Для выбора диапазона изменения латерального ранга привлечены статистические методики, описанные в работе К. Е. Закревского «Об оценке горизонтального радиуса вариограмм» [3]. С использованием этих методик проведен расчет двух вариантов, результаты которых подтверждают друг друга.

Вариант 1 основан на соотношении вертикального и горизонтального рангов. При вертикальном ранге 3,4 м значение среднего горизонтального ранга равно 1 800 м, минимального и максимального — 260 и 8 500 м соответственно (рис. 7). В связи с тем, что низкие значения горизонтального ранга приводят к зашумленности результатов, было принято решение увеличить значение минимального ранга до 500 м.

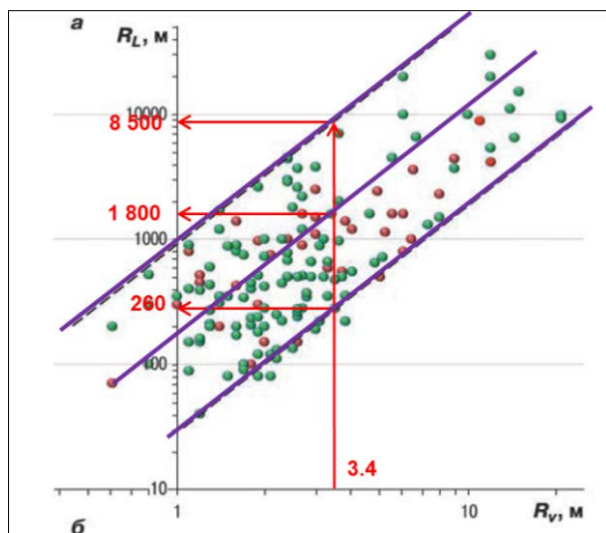


Рис. 7. Зависимость горизонтального ранга вариограмм от вертикального для терригенного (●) и карбонатного (●) коллектора порового типа

Вариант 2 основан на зависимости величины горизонтального ранга от вертикального ранга и средней проницаемости коллекторов по данным геофизических исследований скважин.

$$\ln R_{\text{гориз}} = 0,81 \cdot \ln R_{\text{верт}} + 0,29 \cdot \ln K_{\text{пр}} + 4,87. \quad (2)$$

При вертикальном ранге, равном 3,4 м, и проницаемости 894 мкм² (среднее значение из базовой модели) средний горизонтальный ранг составляет 2 520 м. Для выбора минимального и максимального значения при моделировании литологии (проницаемых и непроницаемых пропластков) проведен анализ изменения толщин коллекторов и неколлекторов на основе гистограмм распределения толщин по скважинным данным (рис. 8). Расчет минимального горизонтального ранга проведен с использованием наиболее часто встречаемого значения толщины неколлекторов (0,5 м), максимального — максимального значения толщин неколлектора и коллектора по скважинным данным (около 15 м), последний ограничен по первому широкому окну отсутствия данных.

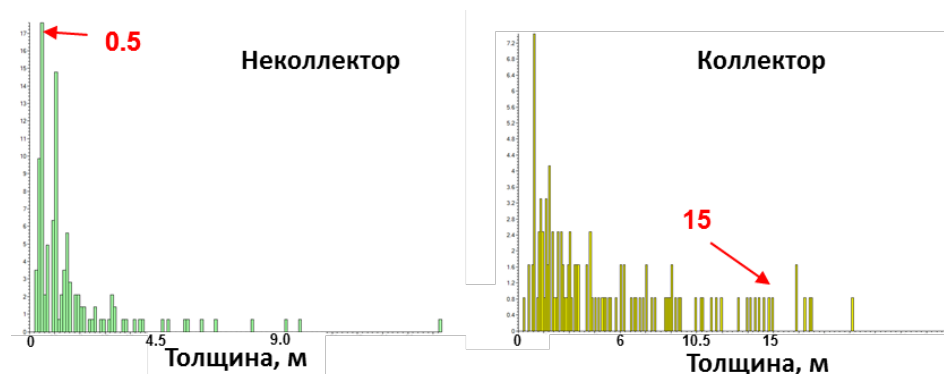


Рис. 8. Гистограмма распределения пропластков

Расчетные варианты горизонтальных рангов и принятые при итерационном моделировании приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты обоснования диапазона изменения горизонтального ранга

Горизонтальные ранги вариограмм	Вариант 1	Вариант 2	Принятые при итерационном моделировании
Минимальное	500	533	500 (v1)
Базовое	1 800	2 520	2 200 (v2)
Максимальное	8 500	8 386	8 400 (v3)

В результате геологического итерационного моделирования созданы три равновероятные реализации геологической модели:

- v1 с минимальными рангами вариограмм 500*500*3,4 м;
- v2 с рангами вариограмм 2 200*2 200*3,4 м;
- v3 с максимальными рангами вариограмм 8 400*8 400*3,4 м.

Сравнение геологических разрезов полученных вариантов геологических моделей приведено на рисунке 9.

Вариативность параметров гидродинамических моделей

Следующий этап итерационного моделирования — создание гидродинамических моделей (ГДМ). Цель данного этапа заключалась в выборе наиболее вероятной реализации геологической модели пласта ПК₁, обеспечивающей наилучшую адаптацию на историю разработки.

В ходе итерационного процесса рассмотрены следующие ключевые параметры и реализации моделей, имеющие неопределенность и влияющие на сходимость расчетных и фактических показателей добычи [4].

1. Три равновероятные реализации геологической основы, полученные в результате геологического моделирования.

2. Зависимость вертикальной проницаемости ($K_{прв}$) от горизонтальной ($K_{гор}$) основана на лабораторных данных по пласту-аналогу ПК₁ и приведена на рисунке 10.

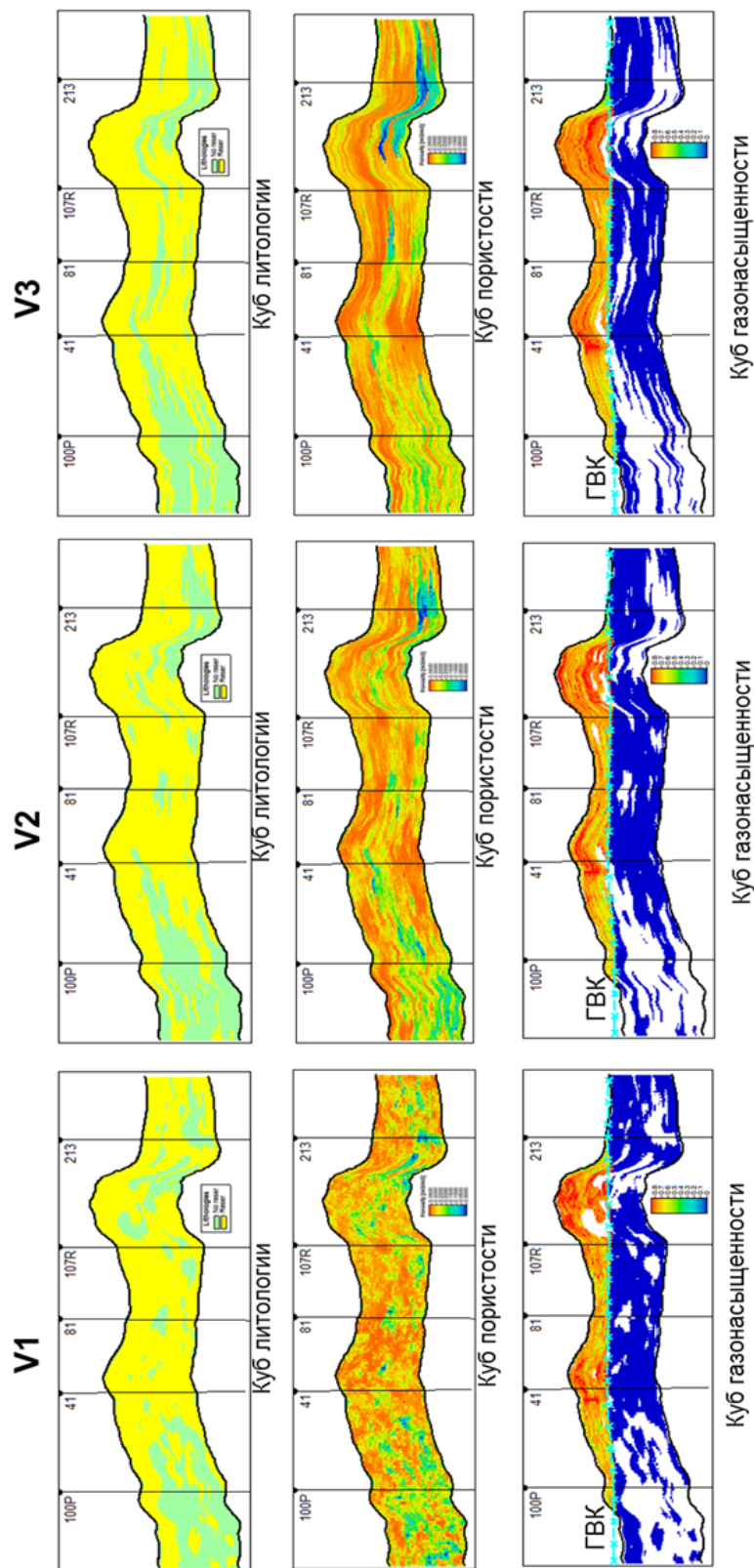


Рис. 9. Сравнение разрезов трех вариантов геологических моделей

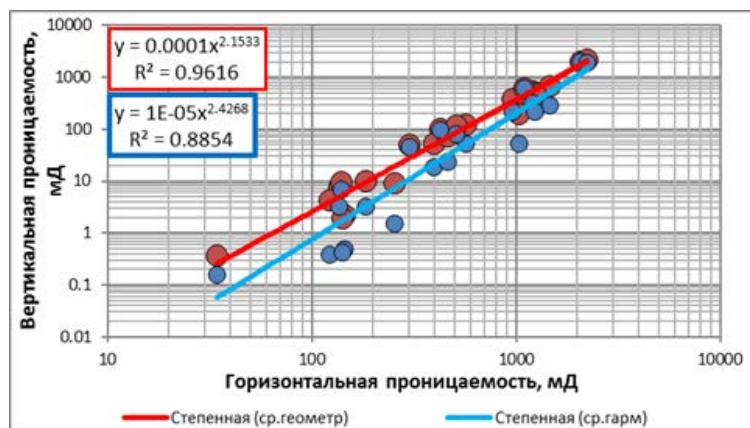


Рис. 10. Определение вертикальной проницаемости коллекторов

3. Множители горизонтальной и вертикальной проницаемости, используемые для интегральной и околоскважинной (радиус — 700–1 000 м) настройки поля проницаемости.

4. Параметры аквифера (геометрические объемы, фильтрационно-емкостные свойства). Необходимо отметить, что гидродинамическая модель включает в себя дополнительные слои, характеризующие нижележащий водонапорный бассейн (пласты ПК₂₋₈). Определение параметров аквифера является важным этапом адаптации гидродинамической модели, поскольку оказывает существенное влияние на поведение пластового давления в период расчета.

5. Модификации концевых точек относительных фазовых проницаемостей (ОФП) (критической газонасыщенности — SGCR; критической водонасыщенности — SWCR; относительной фазовой проницаемости газа при максимальной насыщенности газом — KRG; относительной фазовой проницаемости воды при максимальной насыщенности водой — KRW). Параметры SGCR, KRG, KRW в последней итерации использовались для поскважинной настройки.

Составление целевой функции для оценки качества настройки модели на историю разработки залежи

Выбор оптимального варианта адаптации при итерационном моделировании производился по целевой функции (ЦФ), представляющей совокупность параметров, отражающих качество настройки модели. Целевая функция адаптации является количественной мерой невязки фактических и рассчитанных значений параметров, выбранных пользователем, причем меньшее значение ЦФ соответствует лучшему варианту адаптации. ЦФ вычисляется по следующей формуле [5]:

$$\text{ЦФ} = \sum_{obj} wobj \left(\sum_p w_p \left(\sum_{n=k}^N \ln S \right) \right), \quad (3)$$

где параметр *obj* в сумме — множество скважин или групп; *wobj* — вес скважины или группы; параметр *p* в сумме — множество всех выбранных

параметров; w_p — вес параметра; n — номер временного шага; l_n — длина временного шага n (от выбранного k до последнего N); S — ошибка (абсолютная или относительная).

При составлении ЦФ в качестве параметров отклика использовались следующие показатели:

- накопленная добыча воды, приемлемое отклонение — 5 %;
- забойное давление, приемлемое отклонение — 5 % (* — для каждого шага расчета).

Результаты гидродинамических расчетов

Предлагаемый алгоритм моделирования состоит из трех итераций, схема которого приведена на рисунке 11. Общее количество перебираемых параметров равно 13.



Рис. 11. Алгоритм итерационного моделирования на этапе настройки гидродинамической модели

На каждой итерации отбирается модель либо набор моделей, характеризующихся минимальными значениями ЦФ. Параметры отобранных моделей фиксируются при выполнении последующей итерации.

В рамках первой итерации расчетов основной задачей является выбор наиболее вероятной геологической основы, параметров аквифера, зависимости вертикальной проницаемости от горизонтальной. Всего при первой итерации выполнено 500 расчетов с использованием метода латинского гиперкуба (ЛН).

На втором и третьем этапе итерационного моделирования использовался метод роя частиц — стохастический оптимизационный алгоритм, нацеленный на минимизацию целевой функции в заданном пространстве поиска [6].

На второй итерации интегрально настраиваются поле проницаемости, а также концевые точки ОФП. Всего проведено 88 расчетов, варьировались

следующие параметры: мультипликаторы вертикальной и горизонтальной проницаемости (PERMX, PERMZ), ОФП газа при максимальной газонасыщенности (KRG), ОФП воды при максимальной водонасыщенности (KRW); мультипликаторы критической газонасыщенности (SGCR) и критической водонасыщенности (SWCR). На данном этапе производится интегральная настройка отборов воды, а также средневзвешенного пластового давления.

В ходе третьей итерации производится донастройка динамики забойных и устьевых давлений по каждой скважине за счет применения поскважинных модификаторов: мультипликаторы проницаемости (PERMX, PERMZ); мультипликаторы критической водонасыщенности (SWCR); ОФП по газу при максимальной насыщенности газом (KRG); ОФП по воде при максимальной насыщенности водой (KRW). Каждый из перечисленных параметров распространяется на куб при помощи интерполяции значений в межскважинном пространстве.

По результатам трех итераций расчетов выбран вариант с набором параметров, который показывает наиболее приемлемое качество адаптации ГДМ. Варьируемые параметры представлены в таблице 2. При воспроизведении истории разработки в качестве управляющего параметра использовался измеренный дебит газа каждой скважины [7].

Таблица 2

Принятые значения параметров на итерациях расчетов

Параметр	Принятое значение	Мин.	Макс.
I итерация			
Варианты ГМ	v1	v1	v3
Анизотропия	v2	v1	v2
Тип аквифера	v2	v1	v3
II итерация			
Мультипликатор проницаемости по X	0,6762	0,5	1,5
Мультипликатор проницаемости по Z	0,6106	0,5	1,5
Модификатор ОФП по газу при макс. насыщ. газом (KRG)	0,9601	0,4	1
Модификатор ОФП по воде при макс. насыщ. водой (KRW)	0,0315	0,03	0,3
Мультипликатор критической насыщенности водой (SWCR)	1,0223	0,66	1,1
Мультипликатор критической насыщенности газом (SGCR)	0,7562	0,74	1,2
III итерация			
Поскважинные мультипликаторы проницаемости	Индивидуально для каждой скважины	0,1	2
Поскважинные мультипликаторы критической водонасыщенности (SWCR)		0,66	1,1
Поскважинные модификаторы ОФП по газу при максимальной насыщенности газом (KRG)		0,4	1
Поскважинные модификаторы ОФП по воде при максимальной насыщенности водой (KRW)		0,03	0,3

На рисунке 12 представлены результаты по лучшему расчетному варианту: кроссплот по накопленной добыче газа по каждой скважине; кроссплот значений пластового давления. Расхождение 93 % расчетных

показателей от фактических замеров составляет менее 5 %, для 100 % рассчитанных значений — менее 10 %.

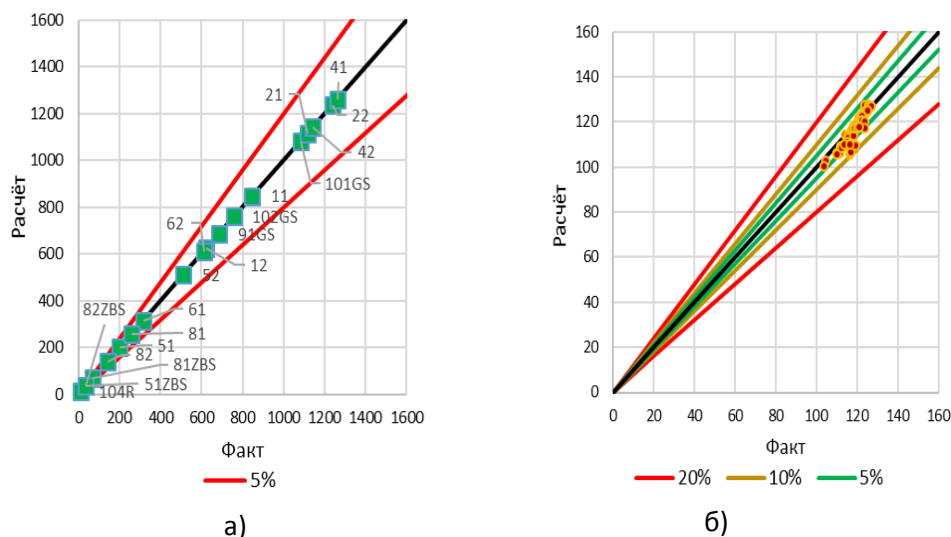


Рис. 12. Текущее состояние настройки ГДМ: а) кроссплот накопленной добычи газа; б) кроссплот пластового давления

Можно сделать вывод, что в выбранном варианте при обеспечении накопленных отборов газа по скважинам удастся корректно воссоздать динамику снижения пластового давления.

На рисунке 13 представлены кроссплоты по забойному и устьевому давлению. По забойному давлению расхождение 99 % расчетных показателей от фактических замеров составляет менее 5 %, для 100 % рассчитанных значений — менее 10 %; что говорит о достоверном воспроизведении энергетики пласта в околоскважинном пространстве и что модель достаточно точно отражает потери давления в лифтовых трубах.

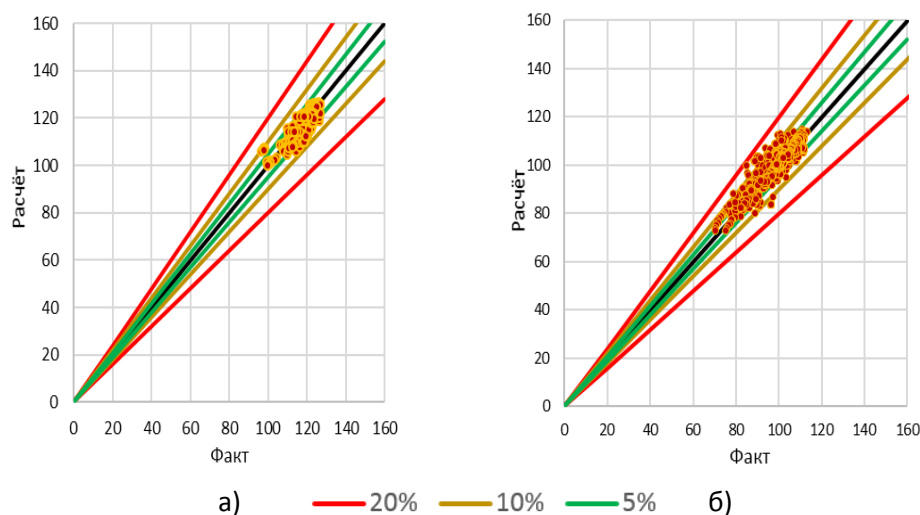


Рис. 13. Кроссплот забойного давления скважин (а) и устьевое давления (б)

Выводы

В статье рассмотрена новая методика итерационного моделирования как способ определения наиболее вероятной реализации геологической модели продуктивного пласта на примере газовой залежи ПК₁ одного из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа.

На первом этапе был проведен анализ влияния неопределенностей геологических параметров на величину начальных геологических запасов газа. Модель литологии и ранги вариограмм дополнительно обозначены как основной фактор, влияющий на адаптацию модели по истории разработки. Созданы три равновероятные реализации геологической модели с вариациями литологии.

На втором этапе выполнены три итерации гидродинамических расчетов. На первой итерации методом латинского гиперкуба были определены наиболее вероятная геологическая основа, параметры аквифера, зависимость вертикальной проницаемости от горизонтальной. Данные параметры фиксировались при выполнении последующих итераций. Вторая и третья итерация проведены с помощью метода роя частиц. В ходе второй итерации интегрально настраивались отбор воды и динамика средневзвешенного пластового давления за счет модификации концевых точек ОФП и зависимости абсолютной проницаемости по модели в целом. В результате была выбрана реализация ГДМ, имеющая минимальное значение целевой функции. На третьей итерации проводилась поскважинная донастройка по дебиту газа, воды, динамике устьевых и забойных давлений в скважинах. Была применена модификация концевых точек ОФП и абсолютной проницаемости околоскважинного пространства с интерполяцией.

Предложенная методика позволила определить наиболее вероятную реализацию геологической основы, обеспечивающую максимальную сходимость расчетных и фактических показателей разработки без значительных корректировок входных параметров.

В настоящее время полученная модель используется для прогнозирования и управления разработкой залежи, а дальнейшая эксплуатация скважин месторождения позволит оценить ее достоверность.

Библиографический список

1. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – Москва : ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с. – Текст : непосредственный.
2. Ковалевский, Е. В. Геологическое моделирование на основе геостатистики / Е. В. Ковалевский. – Москва : ЦГЭ, 2011. – 116 с. – Текст : непосредственный.
3. Закревский, К. Е. Об оценке горизонтального радиуса вариограмм / К. Е. Закревский. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-11-32-33. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 32–33.
4. Uncertainty Quantification Workflow for Mature Oil Fields : Combining Experimental Design Techniques and Different Response Surface Models / S. J. Ahmed, R. Recham, A. Nozari [et al.]. – Text : electronic // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 10–13 March 2013. – Available at: <https://doi.org/10.2118/164142-MS> (data of application: 13.10.2021).
5. Емельянов, В. В. Теория и практика эволюционного моделирования / В. В. Емельянов, В. В. Курейчик, В. М. Курейчик. – Москва : Физматлит, 2003. – 432 с. – Текст : непосредственный.

6. Руководство пользователя tNavigator. – Москва : Rock Flow Dynamics, 2019. – 492 с. – Текст : непосредственный.
7. Schulze-Riegert, R. Strategic Scope of Alternative Optimization Methods in History Matching and Prediction Workflows / R. Schulze-Riegert, F. Chataigner, N. Kueck [et al.]. – Text : electronic // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 10–13 March 2013. – Available at: <https://doi.org/10.2118/164337-ms> (data of application: 13.10.2021).

References

1. Zakrevskiy, K. E. (2009). Geologicheskoe 3D modelirovanie. Moscow, IPTS Mask Publ., 376 p. (In Russian).
2. Kovalevskiy, E. V. (2011). Geologicheskoe modelirovanie na osnove geostatistiki. Moscow, TSGE Publ., 116 p. (In Russian).
3. Zakrevskiy, K. E. (2017). On the assessment of lateral range of the variograms. Oil Industry, (11), pp. 32-33. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-32-33
4. Ahmed, S. J., Recham, R., Nozari, A., Bughio, S., Schulze-Riegert, R. & Salem, R. B. (2013). Uncertainty Quantification Workflow for Mature Oil Fields: Combining Experimental Design Techniques and Different Response Surface Models. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, March, 10-13, 2013, Manama, Bahrain. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/164142-MS>
5. Emelyanov, V. V., Kureichik, V. V. & Kureichik, V. M. (2003). Teoriya i praktika evolyutsionnogo modelirovaniya. Moscow, Fizmatlit Publ., 432 p. (In Russian).
6. Technical manual tNavigator. (2019). Moscow, Rock Flow Dynamics Publ., 492 p. (In Russian).
7. Schulze-Riegert, R., Chataigner, F., Kueck, N., Pajonk, O., Baffoe, J., Ajala, I.,... Almuallim, H. (2013). Strategic Scope of Alternative Optimization Methods in History Matching and Prediction Workflows. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, March, 10-13, 2013, Manama, Bahrain. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/164337-ms>

Сведения об авторах

Агаркова Александра Александровна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Шебанкин Степан Евгеньевич, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Тукаев Марат Анварович, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: MATukaev@tnnc.rosneft.ru

Кармазин Максим Сергеевич, заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Alexandra A. Agarkova, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Stepan E. Shebankin, Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Marat A. Tukaev, Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: MATukaev@tnnc.rosneft.ru

Maxim S. Karmazin, Deputy Head, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

УДК 622.279

Мониторинг состава продукции газоконденсатных скважин на основе данных исследований проб, отобранных с многофазных расходомеров

Е. А. Громова*, С. А. Заночуев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе обозначены актуальность задачи достоверного прогнозирования состава и свойств пластового газа в ходе разработки газоконденсатных залежей и сложность ее решения для объектов с выявленным наличием областей различного конденсатосодержания. Авторами разработана методология, позволяющая проводить мониторинг состава добываемой продукции газоконденсатных скважин подобных объектов. Приведены примеры успешного применения подхода на газоконденсатных залежах в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. В основе предложенного подхода лежит использование так называемых флюидальных коэффициентов, рассчитываемых на основе известных компонентных составов различных потоков изучаемой пластовой углеводородной системы. Наличие корреляционной зависимости между определенными «флюидальными коэффициентами» и характеристиками пластового газа (как правило, определяемыми более трудоемкими методами) позволяет оперативно получать важную информацию, необходимую для решения различных задач контроля за разработкой.

Ключевые слова: газоконденсатная залежь; состав пластового газа; изменчивость состава; мониторинг состава; флюидальные коэффициенты

Monitoring the composition of gas condensate well streams based on samples taken from multiphase flow meters

Evgenia A. Gromova*, Sergey A. Zanochev

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article highlights the relevance of reliable estimation of the composition and properties of reservoir gas during the development of gas condensate fields and the complexity of the task for reservoirs containing zones of varying condensate content. The authors have developed a methodology that allows monitoring the composition of gas condensate well streams of similar reservoirs. There are successful examples of the approach applied in Achimov gas condensate reservoirs at the Urengoy oil and gas condensate field. The proposed approach is based on the use of the so-called fluid factors, which are calculated on the basis of the known component compositions of various flows of the studied hydrocarbon system. The correlation between certain "fluid factors" and the properties of reservoir gas (usually determined by more labor-consuming methods) allows one to quickly obtain important information necessary to solve various development control tasks.

Key words: gas condensate reservoir; formation gas composition; composition variability; composition monitoring; fluid factors

Введение

Эффективное управление разработкой газоконденсатной залежи зачастую связано с возможностью правильного регулирования режимов работы скважин для обеспечения плановых показателей добычи не только основного продукта — газа, но и попутного продукта — конденсата, или, что более корректно, углеводородов (УВ) C_{5+} .

Разработка газоконденсатных залежей сопровождается постоянными изменениями состава и свойств добываемой продукции, связанными с ретроградными процессами, происходящими при изменении термобарических условий в системе «пласт — скважина — сборный пункт». В этих условиях наиболее ценна достоверная информация о начальном составе и свойствах газоконденсатной системы, на основе которой строится понимание фазового поведения пластовой смеси, а также прогнозируются объемы добычи УВ C_{5+} .

Не менее важными для эффективного управления разработкой месторождения являются возможность оперативной оценки рисков возникновения различных осложнений при работе скважин и промыслового оборудования и своевременное их предотвращение. Так, при разработке залежей с высоким содержанием УВ C_{5+} в составе пластового газа актуальным является прогноз возможного отложения парафинов, оказывающего негативное влияние как на добычу, так и на транспорт продукции. Их накопление в скважинном оборудовании снижает продуктивность скважин, а отложения в системе сбора и подготовки мешают процессу транспорта продукции. Незапланированная аварийная остановка скважин и промыслового оборудования оказывает негативное воздействие на работу промысла, снижает эффективность загрузки установки комплексной подготовки газа. Для планирования графика профилактических работ по борьбе с парафиноотложениями с целью бесперебойной работы оборудования важным является знание о динамике их содержания в составе продукции скважин в процессе разработки. Обеспечить соответствующий контроль возможно только при внедрении системы мониторинга состава и свойств добываемой продукции.

Объект и методы исследования

Задачи прогнозирования добычи УВ успешно решаются для газоконденсатных пластов, обладающих хорошей продуктивностью и однородностью состава флюида по площади и разрезу. Сравнение прогнозных и фактических показателей по содержанию УВ C_{5+} в составе пластового газа таких объектов показывает удовлетворительную сопоставимость на длительном сроке эксплуатации месторождения.

Для залежей с наличием геологических нарушений различного типа решение задачи корректного прогнозирования объемов добычи УВ зависит от достоверного выделения областей различного конденсатосодержания. Данная задача значительно усложняется для низкопроницаемых коллекторов, где особое влияние на результаты определения начального состава и свойств пластовых флюидов оказывают режимы эксплуатации скважин, как правило, характеризующиеся значительными депрессиями.

К объектам такого типа относится большинство газоконденсатных залежей в ачимовских отложениях севера Западной Сибири, в которых,

несмотря на значительный объем проведенных газоконденсатных исследований, отмечается существенная неопределенность в начальном потенциальном содержании (ПС) УВ C_{5+} в составе пластового газа. Так, в рамках одного пласта в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения в пределах лицензионных участков АО «Роспан Интернешнл» начальное ПС УВ C_{5+} в пластовом газе при принятом начальном значении 275 г/м^3 отличается более чем в два раза и варьирует в диапазоне от 150 до 330 г/м^3 [1]. Похожая ситуация наблюдается и в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения, расположенных в пределах лицензионных участков других недропользователей, а также соседних месторождений района [2].

Несмотря на высокий охват подобных объектов газоконденсатными исследованиями по площади и разрезу, ни одна PVT-модель, как правило, не позволяет описать широкий диапазон результатов начальных и текущих газоконденсатных исследований (рис. 1 а). Тогда как на «обычных» газоконденсатных объектах высокая точность прогноза состава добываемой продукции достигается использованием одной PVT-модели (рис. 1 б).

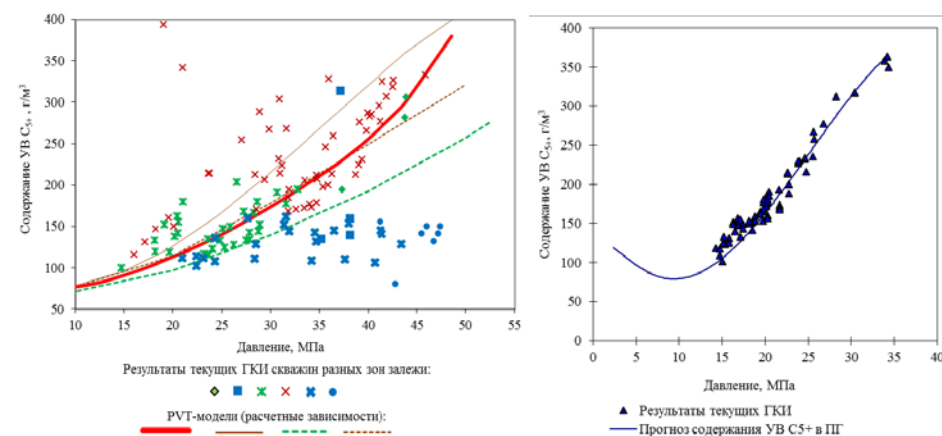


Рис. 1. Сопоставление динамики ПС C_{5+} при снижении пластового давления согласно PVT-моделированию с результатами начальных и текущих газоконденсатных исследований: а) залежь с наличием областей различного конденсатосодержания пластового флюида; б) залежь с равным конденсатосодержанием пластового флюида по площади залежи

Возможными причинами значительного разброса результатов газоконденсатных исследований (ГКИ) на изучаемом объекте могут быть несколько факторов, влияющих на точность определения ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа [3]:

- временной;
- технологические;
- геологические.

Если первые два из перечисленных факторов могут приводить к некорректной оценке начального состава пластового флюида, то третий фактор предполагает необходимость выявления зон различного начального состава и свойств пластового газа.

Наличие неопределенности в начальном и текущем конденсатосодержании пластовой системы не позволяет с необходимой точностью адаптировать действующие гидродинамические модели на историю разработки, затрудняет прогноз добычи УВ C_{5+} , а следовательно, расчет систем сбора, транспорта и переработки добываемой продукции. При этом снижение текущего пластового давления в залежи ниже давления начала конденсации не позволяет за счет проведения дополнительных (текущих) газоконденсатных исследований снизить существующую неопределенность в начальном составе пластовой системы.

На Уренгойском месторождении попытки снизить неопределенность неоднократно предпринимались ранее. Из всех работ в данном направлении две видятся наиболее весомыми. Первая из «гипотез» была предложена специалистами из Тюменского газового института, занимающимися научным сопровождением разработки залежи в районе лицензионного участка, принадлежащего ООО «Газпром добыча Уренгой». В основе подхода лежало наиболее простое объяснение наблюдаемой неоднородности состава — распределение ПС УВ C_{5+} по глубине под действием гравитационного и геотермального полей.

Процессы, описывающие распределение состава пластового флюида по глубине, в разные годы были изучены многими авторами (Намиот, 1954; Schulte, 1980; Whitson, Belery, 1994; Брусиловский, 2002; Pedersen, Lindeloff, 2003 и др.). Некоторые из предложенных расчетных методов доступны к применению в программных продуктах для моделирования свойств флюидов. Однако до сих пор отсутствует общепринятое мнение о том, как учитывать влияние отдельных эффектов применительно к конкретным залежам. Одним из интересных примеров моделирования изменения компонентного состава по глубине является Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. Несмотря на 50-летнюю историю разработки данного месторождения, до настоящего времени удовлетворительного согласования результатов расчетов с данными эксплуатации скважин не удалось добиться ни для одного из алгоритмов [4].

В последующем при проведении специальных исследований на пяти скважинах одной из ачимовских залежей Уренгойского месторождения (в районе лицензионного участка АО «Роспан Интернешнл») с использованием технологии MDT было показано, что при некотором разбросе данных, связанных с особенностью отбора и исследований проб, в отдельных частях залежи отсутствует явное изменение состава и свойств по глубине (рис. 2). Таким образом, если применение теории изменения компонентного состава по глубине для отдельных частей ачимовских залежей Уренгойского месторождения еще допустимо, то ее распространение на всю залежь не позволяет описать реальный характер распределения конденсатосодержания по данным ГКИ различных скважин.

Вторая «гипотеза» была предложена специалистами из ООО «ТННЦ». Она заключалась в попытке связать линзовидное строение залежи с существующей неопределенностью свойств пластового флюида [1]. Было выделено несколько гидродинамически несвязанных блоков с различными начальными свойствами пластовой УВ системы. Такой подход позволил достичь лучшей адаптации гидродинамической модели, однако по факту

скважины, в которых были вскрыты несколько линз, не подтвердили различия в их свойствах.

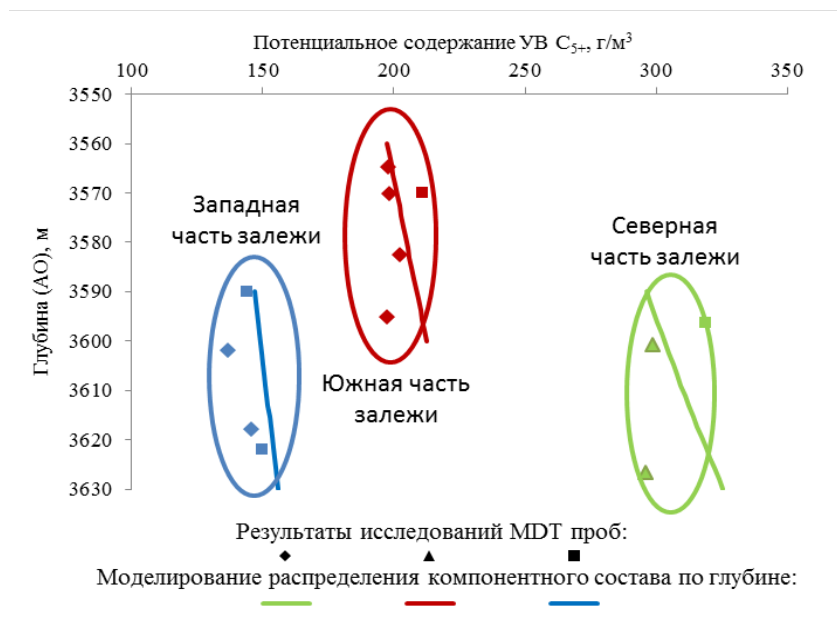


Рис. 2. Результаты определения потенциального содержания УВ C_{5+} в результате исследований с применением технологии MDT

В существующих условиях авторами была предложена и успешно апробирована методология, позволяющая с высокой достоверностью выделять регионы с различными свойствами пластового флюида. В основу разработанного подхода заложено применение так называемых флюидальных коэффициентов, представляющих собой соотношение компонентов в составах различных потоков изучаемой пластовой системы. Аналитические исследования с использованием «флюидальных коэффициентов» широко применяются в геохимии нефти и газа, а также при интерпретации данных газового каротажа. Выявление и корректное установление вида корреляционной связи определенного «флюидального коэффициента» с интересующей характеристикой пластового газа (как правило, определяемой более трудоемкими методами) дает возможность получить информацию для районов, своевременно не охваченных исследованиями; уточнить значения характеристики, которая по какой-то причине была определена с ошибкой; сократить затраты на проведение трудоемких и дорогостоящих промысловых и лабораторных исследований.

На первом этапе исследований авторами статьи была предпринята попытка найти показатели, имеющие четкие корреляционные связи с основной (подсчетной) характеристикой пластового газа — «содержание УВ C_{5+} », но в отличие от него обладающие рядом преимуществ, таких как:

- «легкость» — легко и быстро получить;
- «замеряемость» — измерение прямыми методами;
- «охватность» — покрывают всю площадь залежи;

- «одинаковость» — получены путем одной технологии;
- «независимость» — не зависят от стадии разработки залежи.

Для апробирования методологии была выбрана газоконденсатная ачимовская залежь Новоуренгойского лицензионного участка, находящаяся на стадии активного ввода в эксплуатацию. Для поиска источника данных, удовлетворяющего перечисленным требованиям, был проведен анализ большого объема информации о составе и свойствах пластового флюида залежи, полученной в ходе различного вида исследований. В результате проведенной ревизии наиболее предпочтительной основой для дальнейших аналитических исследований была признана база данных исследований проб газа и конденсата, отобранных с многофазных расходомеров (МФР). Во-первых, в ходе реализации крупного пилотного проекта по использованию МФР для замеров дебитов газовой и жидкой продукции на газоконденсатных ачимовских залежах в пределах лицензионных участков АО «Роспан Интернешнл» указанными исследованиями был покрыт весь фонд скважин. Во-вторых, отбор проб газа и конденсата проводится при линейных условиях, изменяющихся в достаточно небольшом диапазоне давлений (преимущественно 110–130 бар) и температур (преимущественно 30–50 °С). В-третьих, для всех комплектов отобранных проб выполнен однотипный и достаточно широкий комплекс лабораторных исследований, включающий состав и основные свойства газа и конденсата в условиях отбора [5]. Тем самым были соблюдены такие требования к искомому параметру, как «легкость», «замеряемость», «охватность» и «одинаковость».

Дополнительно было проверено соответствие флюидалных коэффициентов такому требованию, как «независимость». На основе состава рекомбинированного образца, приближенного по своему составу к составу пластового газа в районе одной из скважин месторождения, был проведен эксперимент, моделирующий процесс разработки залежи на истощение. Используя полученные в ходе эксперимента составы пластового газа, а также составы газа сепарации и нестабильного конденсата, были рассчитаны значения ПС УВ C_{5+} и ряд флюидалных коэффициентов газа сепарации при различных значениях пластового давления. Изменение рассчитанных параметров относительно их значения при начальных пластовых условиях в процессе снижения пластового давления на 20 и 40 % представлено на рисунке 3. Из графика видно, что при снижении пластового давления на 20 и 40 % ПС УВ C_{5+} снижается на 13 и 42 % соответственно, а значение флюидалных коэффициентов изменяется незначительно — от 0,05 до 0,43 % при депрессии 20 % и от 0,28 до 5,34 % при депрессии 40 %. Что подтверждает их соответствие такому критерию, как «независимость», а значит возможность их использования в условиях значительного снижения давления в залежи в ходе разработки.

Соответствие рассмотренных «флюидалных коэффициентов» критерию «независимости» является одним из наиболее важных. Даже в случае полного отсутствия представительных газоконденсатных исследований в некотором районе залежи отмеченная особенность позволяет восстановить информацию о начальном составе пластового флюида не только на начальном, но и на поздних этапах разработки. Тогда как классические газоконденсатные исследования после снижения начального пластового давления

в районе исследуемой скважины ниже давления начала конденсации позволяют определить лишь текущий состав пластового газа.

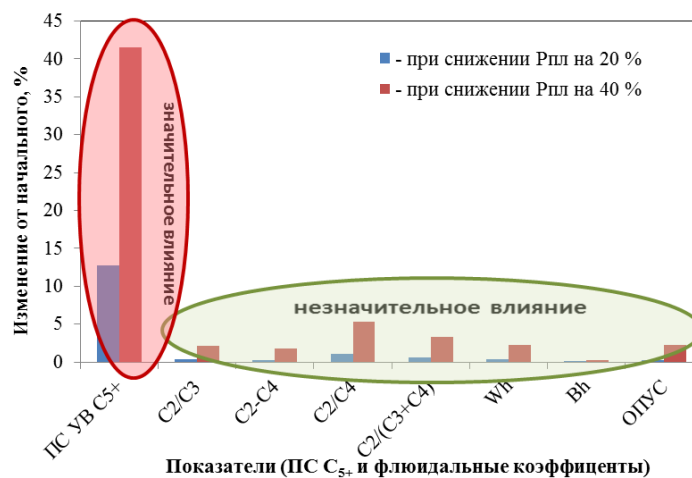


Рис. 3. Влияние снижения пластового давления на относительное изменение флюидальных коэффициентов и УВ ПС C₅₊ в пластовом газе

Дополнительно параметр «независимости» подтверждает и анализ фактических данных, также показавший незначительное изменение рассмотренных показателей в случае их определения по данным одной и той же скважины, но на различных этапах разработки. Так, по одной из скважин объекта N за период снижения ПС УВ C₅₊ в составе пластового газа на 27,2 % рассмотренные «флюидальные коэффициенты» изменились на 1,4–5,1 % (таблица). При рассмотрении диапазона «флюидальных коэффициентов» в целом по объекту наблюдается гораздо более широкий диапазон их изменения, что обусловлено значительным отличием начального состава пластового газа в различных районах залежи.

Диапазон изменения «флюидальных коэффициентов»

Показатель (флюидальный коэффициент)	Изменение показателя по скважине «N»		Изменение показателя в целом по объекту	
	абсолютное	относительное	абсолютное	относительное
C_2/C_3	2,21–2,30	3,7	2,21–3,10	34,8
C_2/C_4	4,48–4,72	5,1	3,94–6,78	48,2
C_2-C_4	11,75–11,92	1,4	8,68–13,91	37,6
$C_2/(C_3-C_4)$	1,49–1,55	3,8	1,40–2,08	39,8
$Wh = (C_2+C_3+C_4+C_5) / (C_1+C_2+C_3+C_4+C_5) \cdot 100$	12,54–12,72	1,4	9,22–13,24	39,5
$Bh = (C_1+C_2)/(C_3+C_4+C_5)$	17,45–18,04	3,3	15,89–30,45	58,1
$ОПУС = (C_1 \cdot C_2)/(C_2+C_3)^2$	5,72–5,84	2,0	5,52–8,46	45,2

В результате выполненного анализа было установлено, что минимальные значения коэффициентов C_2/C_3 ; $C_2/(C_3+C_4)$; Bh и ОПУС и максимальные значения коэффициентов Wh и $\sum(C_2-C_4)$ были получены для скважины «А». А для скважины «В», наоборот, для всех рассмотренных коэффициентов

были получены противоположные по максимуму и минимуму значения. Учитывая, что между рассмотренными коэффициентами и ПС УВ C_{5+} в пластовом газе существует прямая или обратная корреляционная зависимость, появляется возможность не только картировать флюидальные коэффициенты по площади залежи, но и проводить переход от рассчитанных флюидальных коэффициентов к «истинным» значениям ПС УВ C_{5+} в районе данной скважины. В рассмотренном примере переход осуществлялся следующим образом:

- значение ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа в области скважины «В» согласно данным представительных ГКИ принимается равным максимальному значению — 330 г/м^3 ;
- значение ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа в области скважины «А» согласно данным представительных ГКИ принимается равным минимальному значению — 150 г/м^3 ;
- значения ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа для остальных скважин рассчитываются по соответствующим зависимостям между всеми рассмотренными «флюидальными коэффициентами» и ПС УВ C_{5+} ;
- «истинное» значение ПС C_{5+} в составе пластового газа для каждой из скважин получают путем осреднения всех значений ПС УВ C_{5+} в ПГ, рассчитанных на основе различных флюидальных коэффициентов.

В качестве примера на рисунке 4 приведены две из использованных зависимостей, которые определяют связь между начальным ПС УВ C_{5+} и коэффициентами C_2/C_3 и $C_2/(C_3 + C_4)$.

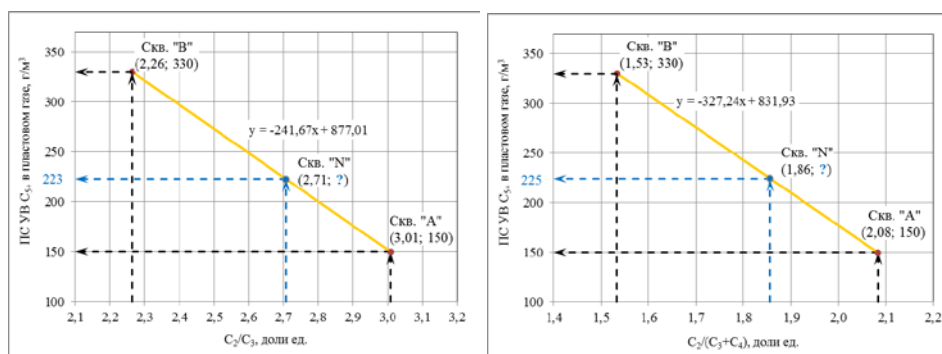


Рис. 4. Зависимость ПС УВ C_{5+} в пластовом газе от коэффициентов C_2/C_3 и $C_2/(C_3 + C_4)$

Еще один пример использования «флюидальных коэффициентов» связан с необходимостью мониторинга содержания парафиновых структур в потоке добываемой продукции, поступающей из скважин в технологическое оборудование. Ввод в эксплуатацию новых скважин, вскрывших ачимовские залежи с высоким содержанием УВ C_{5+} в составе пластового газа, сопровождается рядом проблем, связанных с отложениями тугоплавких парафинов, содержащихся в составе добываемой жидкой углеводородной продукции [6]. Для прогнозирования рисков и своевременного планирования мероприятий по предупреждению парафиноотложений при транспортировке и подготовке добываемой продукции необходим постоянный мониторинг массового содержания парафинов в конденсатах добывающих

скважин. Для этого предполагаются периодическое проведение отбора проб дегазированного конденсата из добывающих скважин и их дальнейшее исследование в лаборатории. С ростом числа эксплуатационных скважин, а также с учетом того, что определение массового содержания парафинов в рамках ГОСТ 11851-85 «Нефть. Метод определения парафина» занимает не менее двух суток, была поставлена задача поиска «простого» метода корректной оценки парафиносодержания.

Задачу удалось решить, используя данные о результатах исследований проб конденсата, отбираемого с МФР. В результате методических разработок авторами был предложен так называемый коэффициент «парафинистости», мониторинг изменения во времени которого качественно и количественно показывает, как меняется содержание парафинистых структур в составе добываемого конденсата. Расчет коэффициента «парафинистости» осуществляется на основе результатов хроматографических исследований состава конденсата по формуле

$$K_{\text{пар}} = \gamma_{\text{C}_{20+}}^{\text{бен.фр}} \gamma_{\text{норм.алк.}}^{\text{бен.фр}}$$

где $\gamma_{\text{C}_{20+}}$ — массовое содержание УВ C_{20+} в составе конденсата; $\gamma_{\text{норм.алк.}}^{\text{бен.фр}}$ — доля нормальных алканов в бензиновой фракции конденсата.

Калибровка и верификация значений предложенного коэффициента «парафинистости» проводились по значениям, определенным стандартными методами. Сравнение значений параметров показало высокую сходимость: максимальное отклонение данных для низкого содержания парафинов (< 1 %) не более 15 %, для высокого — не более 10 % (рис. 5).

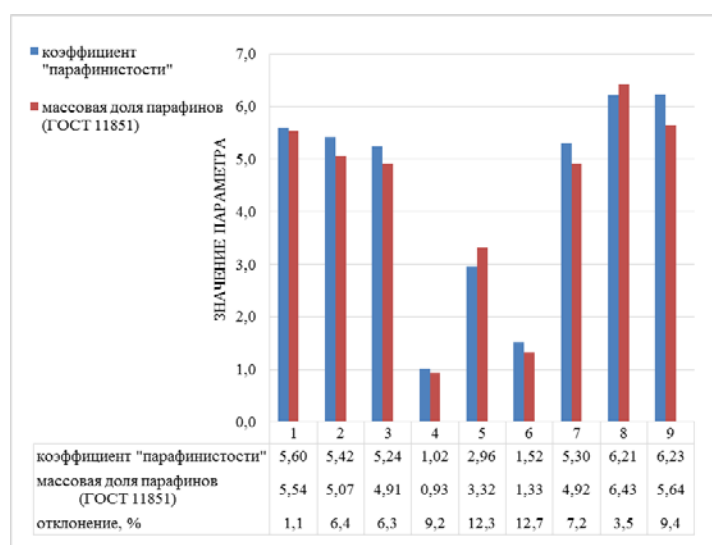


Рис. 5. Сравнение значений коэффициента «парафинистости» с измерениями по ГОСТ 11851-85

Это позволяет, основываясь не только на текущих данных, но и на исторических показателях, проводить оценку парафиносодержания в составе добываемого конденсата. Особенно это важно для залежей, характеризую-

щихся быстрым изменением свойств пластовой системы вследствие снижения давления в залежи.

Результаты

При уточнении характера изменения состава пластового газа по площади залежи результатом выполненного ретроспективного анализа стала карта распределения начального ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа (рис. 6). На карте четко прослеживаются область пониженного конденсатосодержания в направлении с северо-запада на юго-восток, а также наличие очагов повышенного конденсатосодержания.

Использование уточненных данных о начальном ПС УВ C_{5+} при явном задании начального состава газа в гидродинамической модели (ГДМ), позволило улучшить качество адаптации ГДМ на исторические показатели и результаты газоконденсатных исследований скважин. Так, точность настройки среднего значения конденсатогазового фактора по скважинам на ГКИ с отклонением в 20 % составила 92 % [7]. Тем самым предложенный подход позволил повысить точность расчета прогнозных технологических показателей разработки залежи и эффективность планируемых геолого-технических мероприятий.

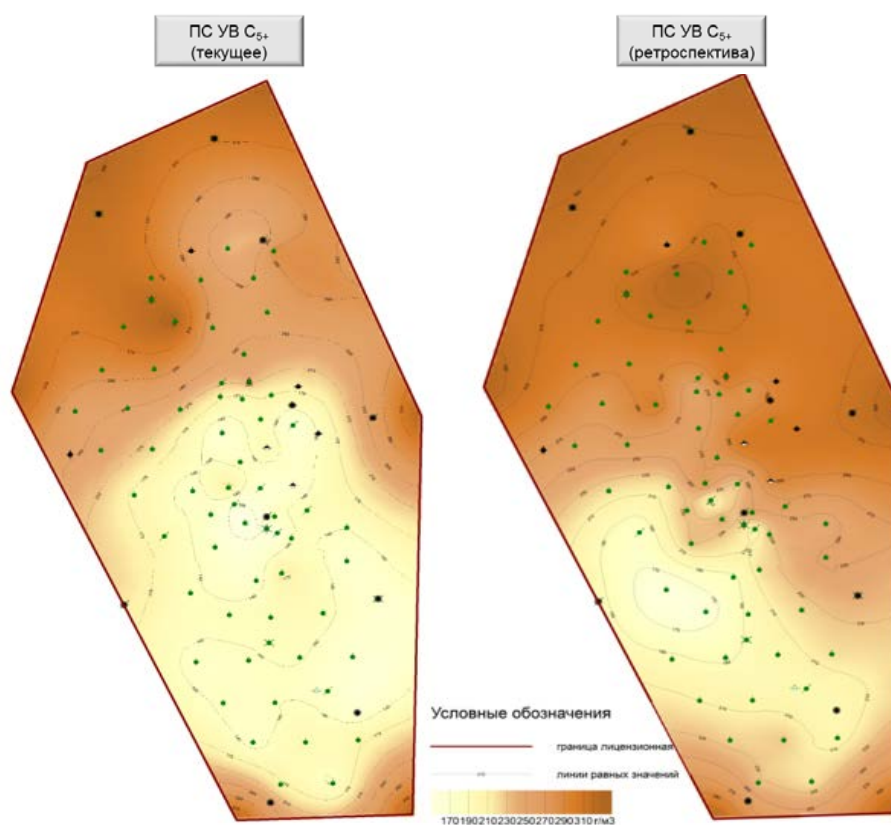


Рис. 6. Карты ПС УВ C_{5+} в пластовом газе (по результатам текущих исследований и начальное содержание по данным ретроспективного анализа)

В результате оценки содержания парафина в добываемом конденсате также были получены карты распределения изучаемого параметра по площади залежи. На рисунке 7 представлены карты изменения коэффициента парафинистости на начало контроля в 2015 году и на текущий момент. Цветовая гамма показывает изменения коэффициента парафинистости от 1 до 6 %. Как видно из карт, в процессе эксплуатации залежи содержание парафинистых структур в добываемой продукции заметно снижается вследствие изменения свойств добываемого конденсата.

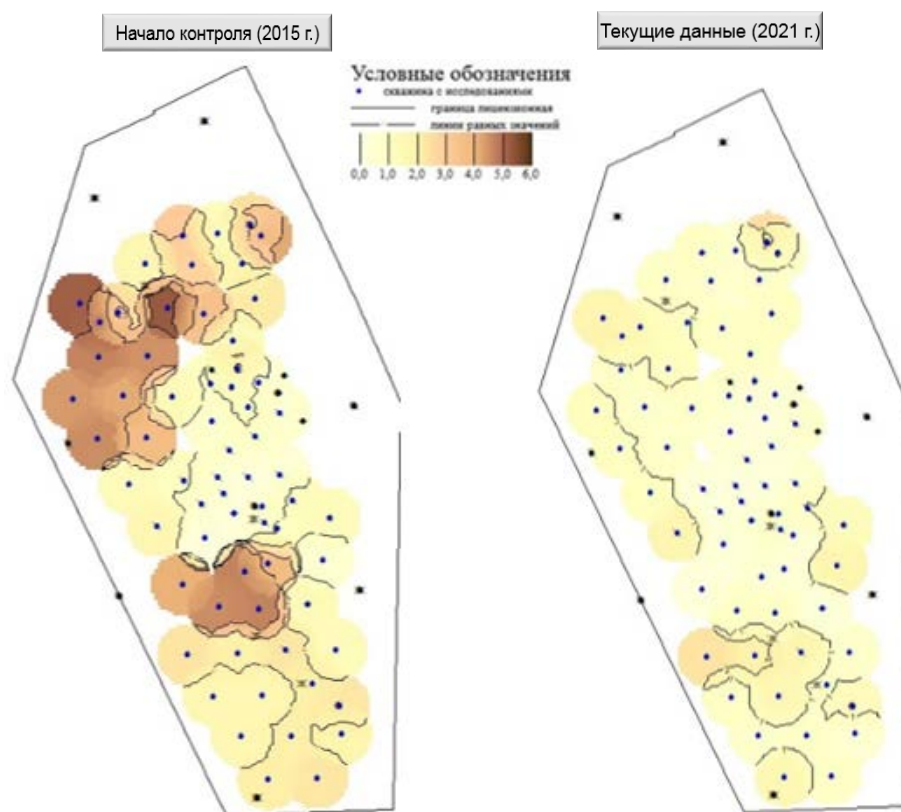


Рис. 7. Карты содержания парафинов в добываемом конденсате на различных этапах разработки

Обсуждение

Предложенный авторами метод мониторинга состава продукции газо-конденсатных скважин был успешно апробирован при решении двух практических задач: оценке характера изменения начального ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа по площади залежи и мониторинге парафиносодержания в добываемом конденсате.

Высокая представительность полученных данных при оценке начального ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа подтверждается данными кондиционных газоконденсатных исследований, выполненных в ряде скважин. Демонстрацией практической применимости предложенного метода также служит улучшение качества адаптации ГДМ на исторические показатели и

результаты газоконденсатных исследований скважин при использовании для проведения расчетов уточненных данных о начальном ПС УВ C_{5+} .

С целью мониторинга содержания парафинов в добываемом конденсате для более чем 20 образцов были выполнены исследования как гостированным методом, так и расчет параметра посредством предложенного коэффициента «парафинистости». Проведенные сличительные испытания показали удовлетворительную сходимость результатов по двум рассмотренным методам. Среди других преимуществ подхода в сравнении с гостированными методами также можно выделить простоту выполнения расчетов, скорость получения результатов, а также возможность восстановления исторических данных при наличии ранее выполненных результатов хроматографических исследований образцов.

Следует отметить, что исходные данные для расчета «флюидальных коэффициентов» не обязательно должны быть получены на основе проб, отобранных с многофазных расходомеров. Важный критерий, о котором необходимо помнить при использовании для анализа другого источника данных, они должны быть получены путем одной технологии. Так, пробы газа сепарации и нестабильного конденсата, отобранные в ходе классических газоконденсатных исследований, также могут успешно применяться для решения различных практических задач мониторинга.

Выводы

Эффективный контроль разработки газоконденсатных залежей невозможен без организации системы постоянного мониторинга состава и свойств добываемой продукции. В условиях изменчивости параметров пластовых флюидов по площади месторождения приходится осуществлять контроль над индивидуальными флюидальными характеристиками каждой скважины. Эти процессы требуют значительных затрат на организацию промысловых и лабораторных видов исследования. Оптимизация может достигаться путем контроля косвенных, легко и постоянно измеряемых параметров, которые имеют четкую корреляционную связь с общепринятыми параметрами контроля (например, содержание УВ C_{5+} в пластовом газе).

Обобщение большого объема данных о составах проб флюидов, отобранных по площади месторождения, позволило обосновать выбор «флюидальных коэффициентов», сохраняющих информативность даже при значительных изменениях термобарических условий и характеризующих ту или иную латеральную область залежи низкопроницаемого коллектора.

В работе представлены примеры использования «флюидальных коэффициентов» для успешного решения прикладных задач:

- приведен пример применения ретроспективного анализа для уточнения характера начального распределения ПС УВ C_{5+} по площади залежи на основе данных о составе проб линейного газа, отобранных с МФР;
- описана возможность организации мониторинга парафиносодержания добываемой жидкой продукции на основе данных о компонентно-фракционном и групповом составе проб конденсата, отобранных с МФР.

Библиографический список

1. Khamzin, T. K. Study of Vertical and Areal Heterogeneity of Gas Composition in a Gas Condensate Field using Numerical Simulation Model / T. K. Khamzin, E. A. Reitblat, A. Y. Lomukhin. – Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 16–18 October 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/187813-ru>.

2. Пуланова, С. А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири / С. А. Пуланова. – DOI 10.24411/2076-6785-2019-10081. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 3 (76). – С. 10–13.
3. Заночуев, С. А. Промысловые факторы, влияющие на достоверность определения характеристик пластового газа / С. А. Заночуев. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 4 (33). – С. 46–53.
4. Яшин, А. В. Моделирование изменения компонентного состава в залежах со значительным этажом продуктивности и градиентом температуры / А. В. Яшин, И. М. Индрупский, О. А. Лобанова. – DOI 10.18599/grs.2018.4.336-343. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 4. – С. 336–343.
5. Громова, Е. А. Лабораторно-аналитическое сопровождение многофазной расходомерии на газоконденсатных объектах / Е. А. Громова, С. А. Заночуев. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2021. – № 1 (46). – С. 53–60.
6. Шевкунов, С. Н. Особенности борьбы с парафиноотложениями при разработке ачимовских продуктивных пластов газоконденсатных месторождений / С. Н. Шевкунов. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 123–130.
7. Стрикун, С. М. Особенности гидродинамического моделирования газоконденсатных залежей с неоднородностью потенциального содержания C_{5+} по площади / С. М. Стрикун, Е. М. Лозвина. – Текст : непосредственный // Материалы конференции по газовым проектам на базе специализированного института по геологии и разработке газовых объектов ООО «ТННЦ», Тюмень, 27–28 июня 2019 г. – Тюмень : ООО «ТННЦ».

References

1. Khamzin, T. K., Reitlat, E. A., & Lomukhin, A. Y. (2017). Study of Vertical and Areal Heterogeneity of Gas Composition in a Gas Condensate Field using Numerical Simulation Model. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, October, 16-18, 2017. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/187813-ru>
2. Punanova, S. A. (2020). Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia. Exposition Oil & Gas, (3(76)), pp. 10-13. (In Russian). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10081
3. Zanochev, S. A. (2013). Field factors of reliable determination of gas condensate characteristic of reservoir. Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik ОАО "NK "Rosneft", (4(33)), pp. 46-53. (In Russian).
4. Yashin, A., Indrupskiy, I., & Lobanova, O. (2018). Simulation of composition changes in reservoirs with large hydrocarbon columns and temperature gradient. Georesursy, 20(4), pp. 336-343. (In English). DOI: 10.18599/grs.2018.4.336-343
5. Gromova, E. A., & Zanochev, S. A. (2021). Laboratory-analytical provision for multi-phase flow measurements at gas-condensate facilities. Vesti gazovoy nauki, (1(46)), pp. 53-60. (In Russian).
6. Shevkunov, S. N. (2016). Features of paraffin therapy while developing the Achim productive strata of gas-condensate fields. Vesti gazovoy nauki, (2(26)), pp.123-130. (In Russian).
7. Strikun, S. M. & Lozvin, E. M. (2019). Osobennosti gidrodinamicheskogo modelirovaniya gazokondensatnykh zalezhey s neodnorodnost'yu potentsial'nogo sodержaniya S_{5+} po ploshchadi. Materialy konferentsii po gazovym proektam na baze spetsializirovannogo instituta po geologii i razrabotke gazovykh ob"ektov TNNC LLC, Tyumen, June, 27-28, 2019. Tyumen, TNNC LLC Publ. (In Russian).

Сведения об авторах

Громова Евгения Александровна, к. т. н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: ea-gromova@tnnc.rosneft.ru

Заночуев Сергей Анатольевич, к. т. н., начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Evgenia A. Gromova, Candidate of Engineering, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: ea-gromova@tnnc.rosneft.ru

Sergey A. Zanochev, Candidate of Engineering, Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Комплексный подход к оценке эффективности уплотнения сетки
скважин на Усть-Тегусском месторождении**

Т. Ю. Дегтярева*, Р. Р. Мигманов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: tydegyareva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассмотрен опыт применения уплотнения сетки скважин на территории Западной Сибири. Приведено обоснование геологических и геолого-технических факторов, влияющих на эффективность уплотняющего бурения с последующим использованием секторной измельченной гидродинамической модели участка месторождения. С помощью выявленных критериев закартированы перспективные участки уплотняющего бурения скважин, а также установлено, что повышение детализации сетки гидродинамической модели позволяет уточнить локализацию остаточных запасов нефти. На основании полученных результатов гидродинамического моделирования сопоставлены варианты скорректированного проектного фонда скважин по накопленным и годовым показателям. Таким образом, оптимизирована программа уплотняющего бурения скважин. Реализация комплексного подхода выбора участков для уплотняющего бурения и использование детализированной гидродинамической модели данного участка позволяют повысить эффективность выработки остаточных извлекаемых запасов нефти, а также нивелировать риски по добыче нефти.

Ключевые слова: уплотняющее бурение; гидродинамическое моделирование; горизонтальные скважины; зарезка боковых горизонтальных стволов; уплотнение сетки скважин

**An integrated approach to evaluating the effectiveness of infill drilling
of the Ust-Tegusskoye field**

Tatyana Yu. Degtyareva*, Ruslan R. Migmanov

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: tydegyareva@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article considers the experience of using infill well pattern in the territory of Western Siberia. The justification of geological and geotechnical factors affecting the efficiency of infill drilling with the subsequent use of a sector-crushed hydrodynamic model of the field site is given. With the help of the identified criteria, promising areas of infill drilling of wells are mapped, and it is established that increasing the detail of the grid of the hydrodynamic model makes it possible to clarify the localization of remaining oil in place. Based on the obtained results from the hydrodynamic model, variants of adjusted planned well count are compared according to accumulated and annual indicators. Thus, the infill well drilling program is optimized. The implementation of an integrated approach to the selection of sites for compaction drilling and the use of a detailed hydrodynamic model of this site allows to increase the production efficiency of recoverable remaining oil in place, as well as to level the risks of oil production.

Key words: infill drilling; hydrodynamic simulation; horizontal wells; horizontal sidetracking; infill well pattern

Введение

В настоящее время уплотняющее бурение (УБ) нефтяными компаниями в Западной Сибири применяется избирательно. Однако данное направление в соответствующих геологических условиях имеет определенные перспективы для повышения уровня добычи нефти и увеличения нефтеотдачи [1].

Опыт применения уплотняющего бурения в Западной Сибири имеет компания ООО «Газпромнефть-Хантос» на Приобском месторождении, разрабатываемом в условиях ультранизкопроницаемого объекта АС₁₀₋₁₂ (южная часть) [2]. На Приобском месторождении в пределах центрального (исследуемого) участка пробурена 91 уплотняющая скважина. Накопленный отбор на одну скважину составил 8,3 тыс. т. В результате применения УБ выявлены весьма успешные показатели разработки: улучшение характеристики вытеснения нефти водой, стабилизация динамики роста накопленного водонефтяного фактора, рост темпов отбора во времени от начальных и текущих извлекаемых запасов. Анализ, проведенный авторами работы [2], показывает весьма успешные текущие и накопленные показатели разработки Приобского месторождения, полученные за счет ввода уплотняющих скважин.

На Урьевском месторождении, разрабатываемом компанией ПАО «Лукойл», применяется бурение боковых стволов (БС, ЗБС), как один из методов увеличения притока нефти. Основными объектами разработки являются пласты ЮВ₁ — верхняя юра и БВ₆ и БВ₁₀ — ачимовская толща. По объекту ЮВ₁ бурение боковых стволов начато с 2010 года, пробурен 31 БС. Средний входной дебит нефти — 13,6 т/сут, дебит жидкости — 29 т/сут, накопленная добыча нефти составила 194,1 тыс. т [3]. Применение данного подхода позволило повысить уровень добычи нефти и увеличить нефтеотдачу.

При эксплуатации нефтяных месторождений одним из основных параметров является выработка остаточных извлекаемых запасов, находящихся в недрах [4]. Один из путей доизвлечения нефти — сгущение сетки скважин за счет ввода новых скважин, а также бурения боковых горизонтальных стволов (ЗБГС) из эксплуатационного фонда скважин. На стадии проектирования уплотняющего бурения комплексно рассматривается перспективность планируемого участка по геологическим и геолого-техническим параметрам. Одним из основных критериев является наличие в зоне дренирования УБ остаточных извлекаемых запасов нефти, не разрабатываемых существующей сеткой скважин. Однако не всегда карты плотности остаточных запасов имеют приемлемую точность, что сказывается на эффективности планируемых мероприятий. Гидродинамические модели (ГДМ) с большим шагом сетки создают ситуацию, когда фронт вытеснения не имеет той требуемой резкости, то есть «размывается» [5, 6]. Одним из эффективных решений данной задачи является использование детальной секторной ГДМ, что позволяет получить уточненное распределение запасов нефти по слоям и по латерали, а также восстановить исторические темпы обводнения скважин [7–9].

Объект и методы исследования

Рассмотрим опыт уплотняющего бурения горизонтальными скважинами (ГС) на нефтяные залежи пластов Ю₂ и Ю₄ Усть-Тегусского месторождения, которое разрабатывается с 2009 года [10] по обращенной семи-точечной системе с расстояниями между скважинами 600 × 600 м, ввод уплотняющих скважин осуществляется с 2019 года. В период 2019–2020 гг. пробурено 25 скважин в разрабатываемых зонах, из которых 8 скважин — новые скважины с горизонтальным окончанием и 17 скважин ЗБГС. Преимущественно скважины ЗБГС — это вторые стволы из добывающего фонда, но имеются также скважины, пробуренные из бездействующего или нагнетательного фонда скважин (в основном неэффективные, краевые скважины) [11]. Средний запускной дебит нефти в 2019 году составил 32 т/сут, а в 2020 году — 39 т/сут. Увеличение запускного дебита нефти в 2020 году частично обусловлено бурением ГС с большей длиной горизонтального ствола [12].

Выполнена аналитическая оценка фактической и прогнозной дополнительной добычи нефти по новым скважинам и ЗБГС в разрабатываемых зонах, а также оценено влияние на базовую добычу. В 2019 году интерференция скважин минимальна, поскольку бурение осуществлялось в зоны с меньшей плотностью сетки скважин (ПСС). Влияние интерференции за 5 лет составит 18 % от базовой добычи нефти (рис. 1).

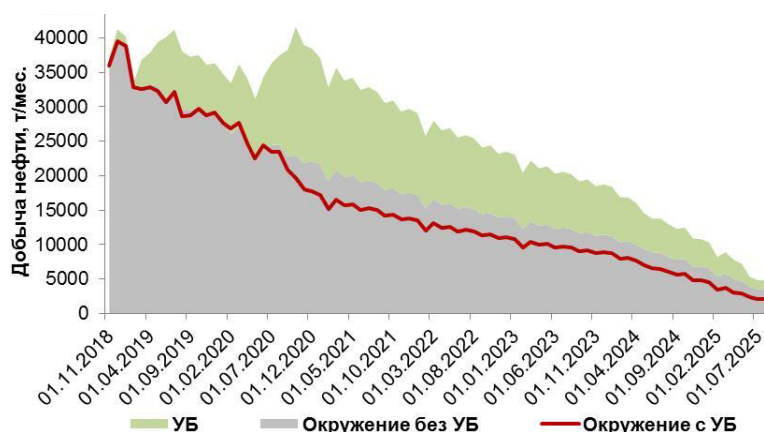


Рис. 1. Влияние интерференции уплотняющего бурения на базовую добычу нефти Усть-Тегусского месторождения

Основным параметром при оценке эффективности УБ является дополнительная добыча нефти на пробуренную уплотняющую скважину [13]. Но поскольку скважины УБ на Усть-Тегусском месторождении работают непродолжительное время, в работе проанализированы запускные параметры и темпы падения добычи жидкости и нефти новых скважин по геологическим и геолого-технологическим параметрам, таким как пористость, проницаемость, проводимость, абсолютная отметка (АО) кровли коллектора, значение пластового давления (Рпл), текущая нефтенасыщенность пласта, текущая обводненность окружения, величина остаточных извлекаемых

запасов, плотность сетки скважин, расстояние до ближайшей добывающей и нагнетательной скважины. Дополнительно рассмотрены факторы: количество стадий гидроразрыва пласта, полудлина трещины и масса проппанта. Для анализа построены корреляционно-статистические зависимости запускных показателей от каждого из рассматриваемых параметров (рис. 2.). Указанные на графиках линии тренда определены по характеру расположения основной группы данных.

В результате анализа установлено, что на эффективность уплотняющего бурения влияют следующие факторы и рекомендованы наименьшие значения по ним:

- концентрация остаточных извлекаемых запасов (более $0,1 \text{ т/м}^2$);
- пластовое давление (более 170 атм);
- эффективность проходки по коллектору (от 150 м);
- значение АО кровли коллектора (выше -2 370 м);
- проницаемость пласта (от 25 мД);
- расстояние до нагнетательной скважины (от 400 м);
- количество реагирующих добывающих скважин и их текущие показатели;
- полудлина трещины (от 80 м).

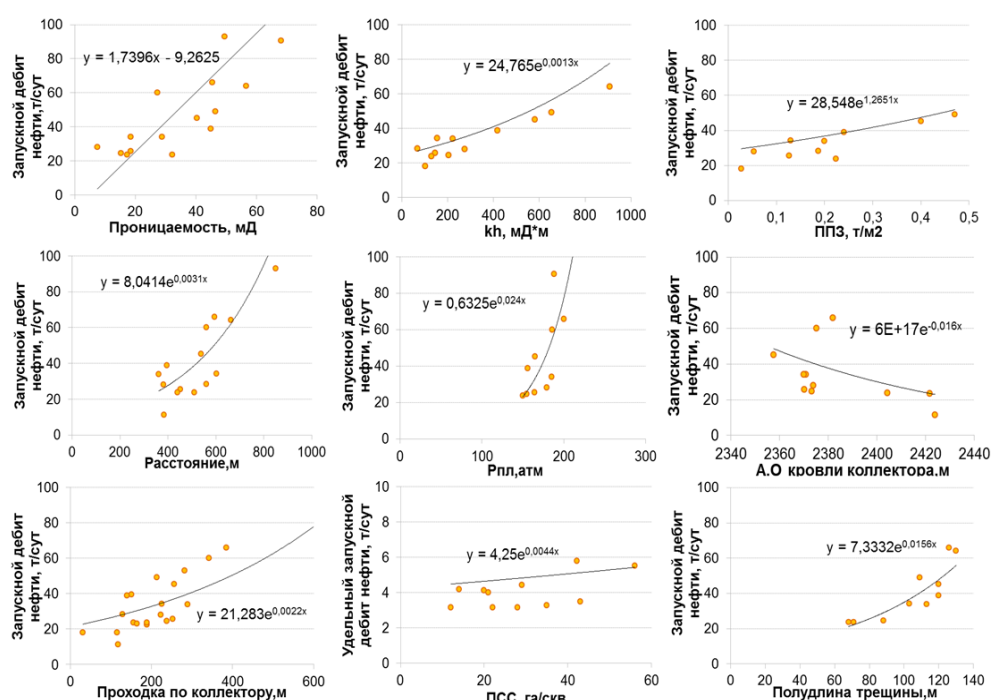


Рис. 2. Корреляционно-статистические зависимости эффективности уплотняющего бурения от различных параметров

С целью оценки эффективности и повышения качества УБ за счет повышения локализации остаточных запасов произведено измельчение сетки ГДМ на вырезанном участке Усть-Тегусского месторождения, поскольку

грубая дискретизация сетки в численных расчетах «размывает» фронт вытеснения [14, 15]. Сетка увеличена в 4 раза по X и Y с помощью программного комплекса «Petrel» и функции «Grid Refinement», по Z модель не изменена. Размеры ячеек разностной схемы до измельчения — 100×100 м, после — 25×25 м. Далее, для корректного анализа выработки запасов произведена адаптация модели с помощью изменения множителей по кубу проницаемости и кубу концевых точек относительных фазовых проницаемостей [16–19]. Также с целью воспроизведения резких скачков обводненности на скважинах осуществлена селективная настройка множителей проницаемостей по слоям разреза модели, где проходит скважина. Таким образом, создан контраст между пропластками. Произведенная адаптация позволила на последний расчетный шаг получить по 80 % скважин исследуемой области соответствие динамики обводненности с фактическими данными разработки. Результаты интегральной адаптации представлены на последний шаг модели (рис. 3, 4):

- 1) относительная ошибка по накопленной добыче жидкости — 0,19 %;
- 2) относительная ошибка по накопленной добыче нефти — 0,49 %;
- 3) относительная ошибка по обводненности — 5,20 %.

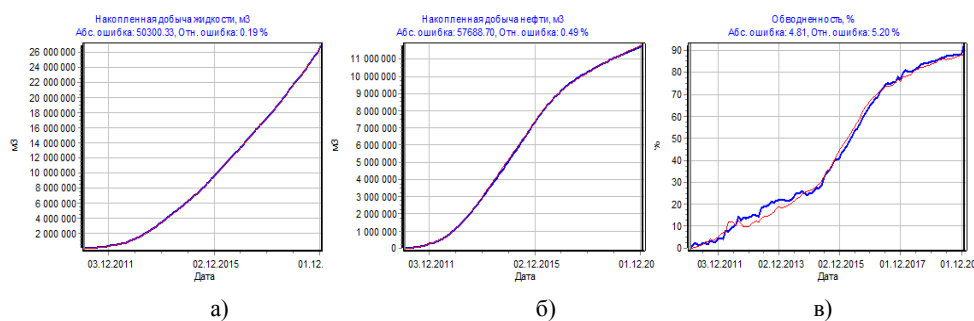


Рис. 3. Результаты интегральной адаптации измельченной модели: а) накопленная добыча жидкости; б) накопленная добыча нефти; в) обводненность

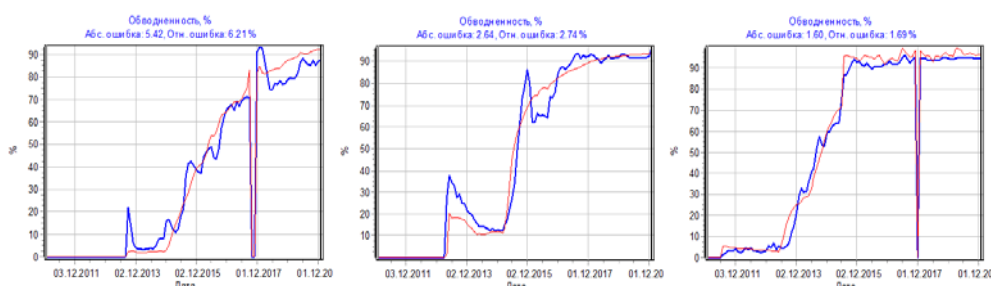


Рис. 4. Выборочные результаты настройки обводненности по скважинам

Таким образом, при сравнении разрезов между скважинами на укрупненной и измельченной модели отчетливо появляются новые зоны концентрации запасов (рис. 5), что свидетельствует об изменении структуры модели и механизма выработки в результате проведенной детализации [20].

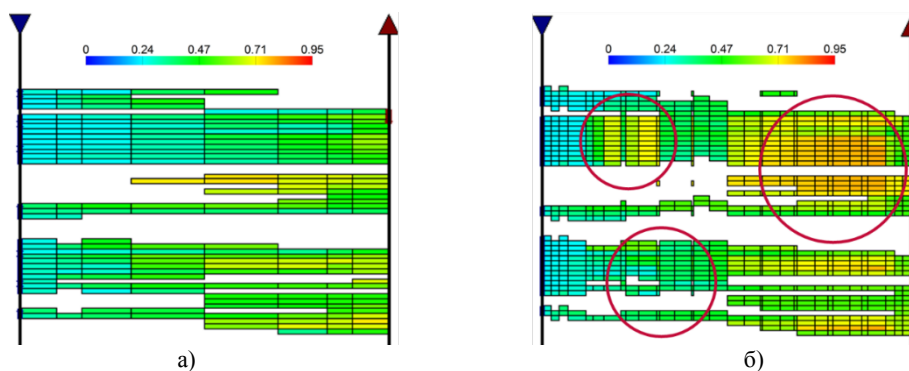


Рис. 5. Куб нефтенасыщенности до измельчения (а) и после (б)

Полученная измельченная модель позволила уточнить карту плотности подвижных запасов нефти, которая легла в основу для выделения перспективных участков УБ. В результате выполненного анализа закартированы зоны с помощью четырех карт (рис. 6):

- 1) карта Рпл по данным гидродинамических исследований скважин (более 150 атм);
- 2) карта кровли коллектора (АО скважины выше $-2\ 370$ м);
- 3) карта плотности подвижных запасов, уточненная с помощью ГДМ (более $0,1$ т/м²);
- 4) карта проводимости $k \cdot h$ (более 270 мД · м).

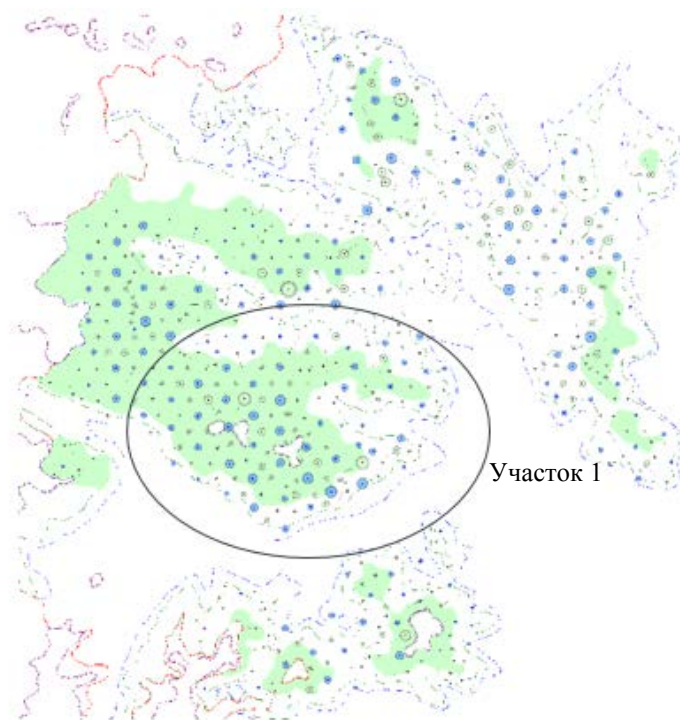


Рис. 6. Зоны перспективного бурения Усть-Тегусского месторождения

Для оценки эффективности выделенных перспективных зон произведено сравнение трех вариантов УБ на примере участка 1 (см. рис. 6) с помощью ГДМ Усть-Тегусского месторождения (рис. 7–9).

1. Текущий проектный фонд на грубой модели месторождения (вариант 0);
2. Текущий проектный фонд на новой детализированной модели (вариант 1);
3. Оптимизированный фонд на детализированной модели (вариант 2).

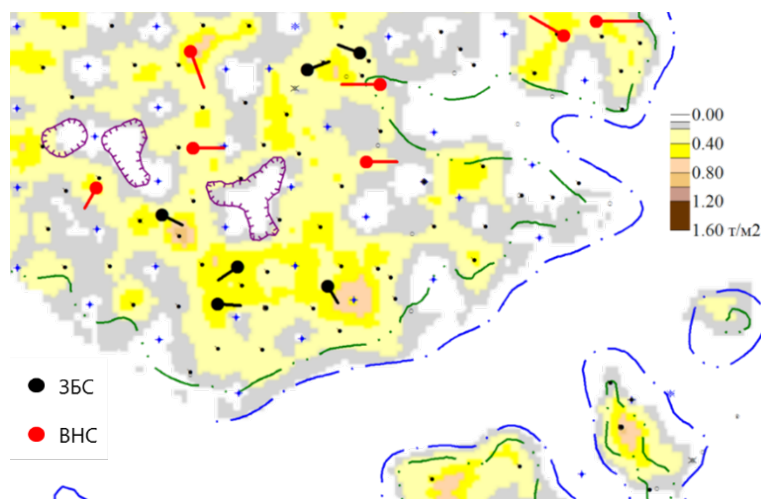


Рис. 7. Карта плотности подвижных запасов нефти на 01.02.2021 с текущим проектным фондом (ВНС и ЗБС) на грубой ГДМ (вариант 0)

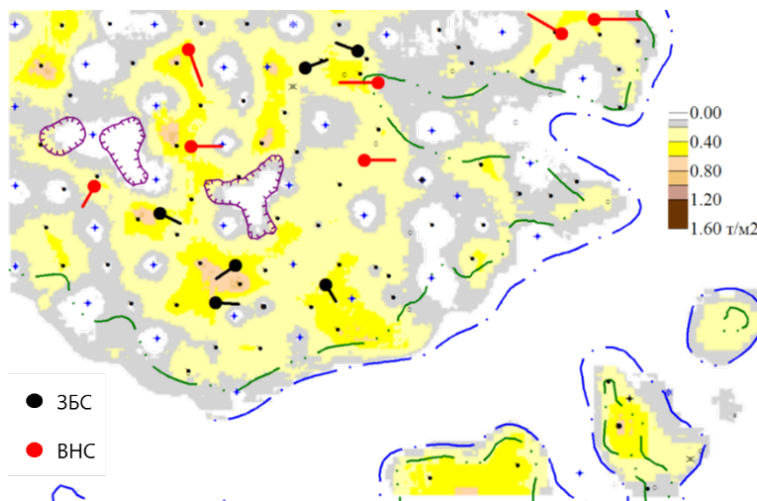


Рис. 8. Карта плотности подвижных запасов нефти на 01.02.2021 с текущим проектным фондом на детальной ГДМ (ВНС и ЗБС) (вариант 1)

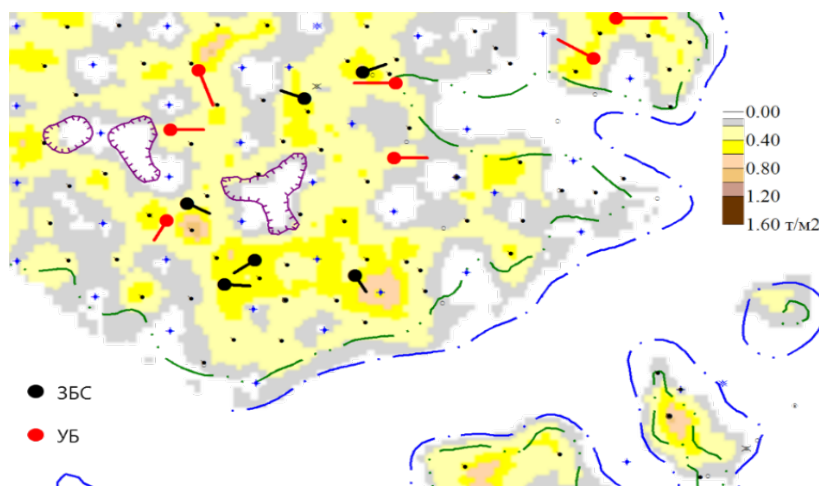


Рис. 9. Карта плотности подвижных запасов нефти на 01.02.2021 с уточненным проектным фондом на детальной ГДМ (ВНС и ЗБС) (вариант 2)

Результаты

Результаты расчетов представлены в таблице.

Оценка добычи нефти по вариантам

Номер варианта	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Итого за 5 лет
	Добыча нефти, тыс. т					
0	44	72	80	61	53	310
1	41	66	70	56	46	279
2	58	84	85	66	55	348

Снижение уровня добычи нефти в варианте 1 по сравнению с вариантом 0 обусловлено тем, что произведено уточнение расчета. То есть разница в добыче в данном случае определяет риск, который может быть получен при планировании на грубой ГДМ. Таким образом, подтверждается необходимость в локализации подвижных запасов нефти за счет измельчения сетки ГДМ.

Выводы

1. С 2019 года на Усть-Тегусском месторождении пробурено 25 скважин уплотняющего бурения. Данное направление перспективно для применения на высокообводненном фонде скважин, для реализации ЗБГС и бурения горизонтальных скважин в недренируемые зоны с высокой концентрацией текущих подвижных запасов нефти.

2. Для повышения качества уплотняющего бурения установлены оптимальные геолого-технологические критерии применимости и детализирована ГДМ Усть-Тегусского месторождения, позволившая уточнить информацию о плотности подвижных запасов нефти.

3. Детализация сетки ГДМ и последующая селективная настройка множителей проницаемости по слоям не всегда показывают значительные результаты в силу высокой неоднородности пластов, что свойственно для объектов разработки Усть-Тегусского месторождения.

4. Уточненный проектный фонд на основе измельченной сетки позволил нивелировать риски по добыче нефти и дополнительно увеличить добычу нефти.

5. Применение предлагаемого комплексного подхода выбора участков для уплотняющего бурения позволяет повысить эффективность выработки остаточных извлекаемых запасов нефти на Усть-Тегусском месторождении.

Библиографический список

1. Черевко, М. А. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / М. А. Черевко, К. Е. Янин, А. Н. Янин. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2014. – № 6. – С. 24–29.
2. Эффективность уплотнения сетки скважин по ультранизкопроницаемым пластам Приобского месторождения / М. А. Черевко, А. Н. Янин, Р. А. Закирова, С. И. Грачев. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2015. – № 6. – С. 60–65.
3. Денисов, Ю. Г. Зарезка боковых стволов на Урьевском месторождении / Ю. Г. Денисов. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14, № 6 (77). – С. 126–127.
4. Huang, Q. A New Approach of Infill Drilling Optimization for Efficient Transition to Future Pattern Flood Development / Q. Huang, H. Arie, A. A. Sadok [et al.]. – DOI 10.2118/183175-MS. – Text : electronic // SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/183175-MS>. – Published: November, 07, 2016.
5. Мигманов, Р. Р. Детальная гидродинамическая модель как инструмент для повышения точности локализации остаточных запасов нефти на примере Усть-Тегусского месторождения / Р. Р. Мигманов, В. В. Овчаров // Сборник трудов 75-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021» / Москва : Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2020. – С. 260–267.
6. Buckley, S. E. Mechanism of Fluid Displacement in Sands / S. E. Buckley, M. C. Leverett. – DOI 10.2118/942107-G. – Direct text // Transactions of the AIME. – 1942. – Vol. 146, Issue 01. – P. 107–116.
7. Самарский, А. А. Теория разностных схем : учебное пособие / А. А. Самарский. – Москва : Наука. 1977. – 656 с. – Текст : непосредственный.
8. Овчаров, В. В. Модификация функций относительных фазовых проницаемостей для регуляризации численного решения задачи вытеснения нефти водой / В. В. Овчаров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 102–105.
9. Овчаров, В. В. Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов / В. В. Овчаров. – Текст : непосредственный // Вестник кибернетики. – 2014. – № 1 (13). – С. 10–16.
10. Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых отложений тюменской свиты месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» / А. В. Аржиловский, А. С. Грищенко, Д. С. Смирнов [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-2-74-76. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 74–76.
11. Витевский, А. В. Анализ эффективности зарезок боковых стволов с проведением гидроразрыва пласта в скважинах Приразломного месторождения / А. В. Витевский, А. В. Свешников. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 57–59.

12. Горизонтальные скважины — их применение и статус в России / Дж. Д. Галливан, Т. Гуннингем, Р. Хотслаг [и др.]. — Текст : непосредственный // SPE Российская техническая нефтегазовая выставка и конференция. — Москва, 2008.
13. Закиров, С. Н. Анализ проблемы — «Плотность сетки скважин — нефтеотдача» / С. Н. Закиров. — Москва : ИД «Грааль», 2002. — 314 с. — Текст : непосредственный.
14. Закиров, Э. С. Проблемы численного моделирования разработки месторождений с использованием коммерческих симуляторов / Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Аникеев. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 6. — С. 52–58.
15. Стрекалов, А. В. Теоретические основы гидродинамической модели конечных элементов в условиях образования неортогональных трещин / А. В. Стрекалов, С. К. Грачева, К. В. Ярославцев. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2012. — № 2. — С. 65–71.
16. Stone, H. L. Rigorous Black Oil Pseudo Functions / H. L. Stone. — Text : electronic // SPE Symposium on Reservoir Simulation. — Anaheim, California, February. — URL: <https://doi.org/10.2118/21207-ms>. — Published: February, 17, 1991.
17. Saad, N. Effective Relative Permeability in Scale-Up and Simulation / N. Saad, A. S Cullick, M. M. Honarpour. — DOI 10.2118/29592-MS. — Direct text // SPE Joint Rocky Mountain Regional Meeting and Low Permeability reservoir Symposium. — Denver, U.S.A. — 1995. — P. 451–464.
18. Zarifi, A. H. Pseudo Relative Permeability Compensation for Numerical Dispersion / A. H. Zarifi, E. Sahraei, H. Parvizi. — DOI 10.1080/10916466.2010.503217. — Direct text // Petroleum Science and Technology. — 2012. — Vol. 30, Issue 15. — P. 1529–1538.
19. Юфин, П. А. Расчет модифицированных относительных фазовых проницаемостей для моделей месторождений с неоднородным коллектором / П. А. Юфин, С. В. Дмитриевская. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2010. — № 2. — С. 35–39.
20. Сорокина, Т. В. Результаты вычислительных экспериментов для оценки влияния внутривисерного давления на ФЕС при заводнении / Т. В. Сорокина, И. Н. Стрижов, П. В. Пяттибратов. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 2010. — № 5. — С. 10–14.

References

1. Cherevko, M. A., Yanin, K. E., & Yanin, A. N. (2014). Assessment of Perspectives of Well Pattern's Selective Densing at Southern License Territory of Priobskoe Field. Burenie i neft', (6), pp. 24-29. (In Russian).
2. Cherevko, M. A., Janin, A. N., Zakirova, R. A., & Grachev, S. I. (2015) The Effectiveness of the Wells Netting Seal on Priobskoye Field Ultra Low-Permeability Layers. Drilling and oil, (6), pp. 60-65. (In Russian).
3. Denisov, Yu. G. (2018) Sidetracking at the Uryevskoye Field. Academic Journal of West Siberia, 14(6), pp. 126-127. (In Russian).
4. Huang, Q., Aii, H., Sadok, A., Baslaib., M., & Sasaki, A. (2016). A New Approach of Infill Drilling Optimization for Efficient Transition to Future Pattern Flood Development. SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November, 2016. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/183175-MS>
5. Migmanov, R. R., & Ovcharov, V. V. (2021). Detailed simulation model as a tool to improve the accuracy of localization of residual oil reserves on the example of the Ust-Tegusskoye field. Proceedings of the 75th International Youth Scientific Conference "Oil and Gas - 2021", pp. 260-267 (In Russian). Available at: https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/4214/sbornik_trudov_ng2021.pdf (data of application: 16.09.2021)
6. Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. Transactions of the AIME, 146(01), pp. 107-116. (In English). DOI: 10.2118/942107-G
7. Samarskiy, A. A. (1977). Teoriya raznostnykh skhem. Moscow, Nauka Publ., 656 p. (In Russian).

8. Ovcharov, V. V. (2014). Scaling of Relative Permeability Functions as a Method of Regularizing Numerical Solution of the Water-Oil Displacement Problem. *Oil Industry*, (3), pp. 102-105. (In Russian).
9. Ovcharov, V. V. (2014). Review of calculation and correction methods of relative permeability curves for reservoir simulation of hydrocarbon deposits. *Proceeding in Cybernetics*, (1(13)), pp. 10-16 (In Russian).
10. Arzhilosky, A. V., Grischenko, A. S., Smirnov, D. S., Kornienko, S. A., Baisov, R. R., Ovcharov, V. V., & Ziazev, R. R. (2021). A case study of drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeable reservoirs of the Tyumen formation at the fields of RN-Uvatneftegas. *Oil Industry*, (2), pp. 74-76. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-74-76
11. Vitevskiy, A. V., & Svechnikov, A. V. (2009). Analysis of sidetracks efficiency with hydraulic fracs on Priazlomnoe field. *Oil Industry*, (11), pp. 57-59. (In Russian).
12. Gallivan, Dzh. D., Gunningam, T., Hotslag, R., & Kuramshin, R. M. (2008). Gorizonta'l'nye skvazhiny - ikh primeneniye i status v Rossii. SPE Rossiyskaya tekhnicheskaya nefte-gazovaya vystavka i konferentsiya. Moscow. (In Russian).
13. Zakirov, S. N. (2002). Analiz problemy - "Plotnost' setki skvazhin - nefteotdacha". Moscow, Graal' Publ., 314 p. (In Russian).
14. Zakirov, E. S., Indrupsky, I. M., & Anikeev, D. P. (2016). Problem of numerical simulation of field's development using commercial simulation software. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, (6), pp. 52-58. (In Russian).
15. Strekalov, A. V., Gracheva, S. K., & Yaroslavl'tsev, K. V. (2012). Theory of the finite element hydrodynamic model in the conditions of creation of unorthogonal fractures in the producing formations. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (2), pp. 65-70. (In Russian).
16. Stone, H. L. (1991). Rigorous Black Oil Pseudo Functions. SPE Symposium on Reservoir Simulation. Anaheim, California, February. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/21207-ms>
17. Saad, N., Cullick, A. S., & Honarpour, M. M. (1995). Effective Relative Permeability in Scale-Up and Simulation. SPE Rocky Mountain Regional Meeting and Low Permeability Reservoir Symposium. Denver, U.S.A, pp. 451-464. (In English). DOI: 10.2118/29592-MS
18. Zarifi, A. H., Sahraei E., & Parvizi, H. (2012). Pseudo Relative Permeability Compensation for Numerical Dispersion. *Petroleum Science and Technology*, 30(15), pp. 1529-1538. (In English). DOI: 10.1080/10916466.2010.503217
19. Yufin, P. A., & Dmitrievskaya, S. V. (2010). Calculation of modified relative phase permeability for field models with heterogeneous collectors. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, (2), pp. 35-38. (In Russian)
20. Sorokina, T. V., Strizhov, I. N., & Pyatibratov, P. V. (2010). Results of computational experiments to assess influence of reservoir pressure on filtration and capacitive properties during water flooding. *Oilfield Engineering*, (5), pp. 10-14. (In Russian).

Сведения об авторах

Дегтярева Татьяна Юрьевна, ведущий специалист отдела сопровождения разработки месторождений Восточного Увата, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: tydegtiareva@tnnc.rosneft.ru

Мигманов Руслан Рамилевич, специалист отдела сопровождения разработки месторождений Восточного Увата, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Tatyana Yu. Degtyareva, Leading Specialist, Department of Field Development Support of Eastern Uvat, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: tydegtiareva@tnnc.rosneft.ru

Ruslan R. Migmanov, Specialist, Department of Field Development Support of Eastern Uvat, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Метод оценки массового содержания парафинов в ачимовских конденсатах на основе хроматографических данных

С. А. Заночуев*, Т. С. Пономарева, Е. А. Громова, А. В. Поляков, Р. В. Мейер

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Мониторинг содержания твердых парафинов в составе продукции добывающих скважин необходим для оценки рисков образования отложений при добыче, транспортировке и подготовке углеводородов. Особенно это важно при эксплуатации ачимовских залежей с пластовым флюидом, характеризующимся высоким содержанием тяжелых углеводородов парафинового ряда. Стандартный метод определения содержания парафинов в составе нефти в рамках аттестованных методик предполагает длительный процесс пробоподготовки и разделения на селективных колонках с последующим вымораживанием парафинов из толуольной вытяжки. Актуальной задачей является поиск методов оперативной оценки парафинсодержания конденсатов. В статье рассматривается методика оценки массового содержания парафинов в конденсатах, основанная на хроматографических данных по компонентно-фракционному и компонентно-групповому составу дегазированного конденсата. Представлено сравнение массовой доли парафинов, полученной по предложенной методике и измеренной по стандартному аттестованному методу.

Ключевые слова: мониторинг содержания парафинов; конденсат; ачимовские отложения; хроматографический метод; коэффициент «парафинистости»

Method for estimating mass content of paraffins in Achimov condensates based on chromatographic data

Sergey A. Zanochev*, Tatyana S. Ponomareva, Evgenia A. Gromova, Anton V. Polyakov, Roman V. Meir

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The paraffin content in production well streams must be monitored to assess the risks of wax formation during the production, transportation, and treatment of hydrocarbons. This is especially important when operating Achimov reservoirs containing fluids with a high content of heavy paraffin-type hydrocarbons. The standard approach for determining the paraffin content in oil using certified methods involves a long process of sample preparation and separation in selective columns followed by freezing out of paraffin from toluene extract. An urgent task is to find methods for the rapid assessment of paraffin content in condensates. The article considers a method for estimating the mass content of paraffins in condensates based on chromatographic data on the component-fractional and component-group composition of degassed condensate. The authors provide a comparison of

the mass fraction of paraffins obtained by the proposed method and measured by the standard certified method.

Key words: monitoring paraffin content; condensate; Achimov reservoirs; chromatographic method; paraffin content

Введение

Ввод в эксплуатацию уникальных ачимовских газоконденсатных залежей, характеризующихся высоким содержанием $C_{5+в}$ (пентана и выше) в составе пластового газа, сопровождается рядом проблем, связанных с отложениями парафинов, содержащихся в составе добываемой жидкой углеводородной продукции. Пластовый газ ачимовских продуктивных толщ в связи с аномально высокими пластовыми давлениями (более 60 МПа) и крайне высокими пластовыми температурами (до 120 °С) может растворять в себе большое количество длинноцепочечных углеводородов (УВ) алканового (парафинового) типа. В ходе эксплуатации скважин парафины поступают в составе продукции скважин на поверхность, особенно в начальный период разработки залежи, когда пластовое давление близко к давлению перехода системы в двухфазное состояние.

Исторические данные по изучению состава и свойств ачимовского конденсата приведены в работах Г. С. Федоровой, Л. С. Косяковой и др. [1] и А. Е. Рыжова, Н. М. Парфеновой и др. [2]. Конденсаты ачимовских залежей характеризуются молярной массой 128–183 г/моль, плотность варьируется в диапазоне 785,2–829,3 г/см³. Содержание серы низкое, не превышает 0,042 %. Содержание твердых парафинов относительно высокое: 3,3–7 % [3]. Согласно работе [4], массовое содержание тугоплавких парафинов в составе добываемой продукции может достигать 8 %.

Для прогнозирования рисков и своевременного планирования мероприятий по предупреждению парафиноотложений при транспортировке и подготовке добываемой продукции необходим постоянный мониторинг массового содержания парафинов в конденсатах добывающих скважин. Для этого предполагается периодическое проведение отбора проб дегазированного конденсата из эксплуатационных скважин и дальнейшее определение парафиносодержания в аккредитованной лаборатории.

В настоящее время определение содержания парафинов в конденсате регламентировано ГОСТ 11851-85 «Нефть. Метод определения парафина» или внутренней методикой, как, например, в ООО «ТННЦ» СТО 11-15-2014 «Нефть сепарированная. Методика измерений массовой доли смол, асфальтенов и парафинов». Указанная методика аттестована и входит в область аккредитации лаборатории.

В рамках используемой в ООО «ТННЦ» методики для определения массового содержания парафина производят предварительное отбензинивание пробы конденсата путем отгона фракции с температурой кипения выше 200 °С. Для дальнейших исследований отбирают навеску массой 1,0–5,0 г в зависимости от предполагаемого содержания парафинов. На следующем этапе проводят деасфальтизацию пробы. Для этого навеску заливают петролейным эфиром (фракция 40–70 °С) и оставляют в темном месте на длительное время (1 сутки). После этого проводят отделение

парафино-масляной фракции от смол и асфальтенов, содержащихся в пробе конденсата. Для этого используют разделительную колонку, заполненную силикагелем. Пролив через колонку также осуществляют фракцией 40–70 °С. Собранную парафино-масляную фракцию отгоняют от петролейного эфира. Для отделения парафинов от масел используют ацетон-толуольный раствор. Отделение происходит в бане-охладителе при температуре минус 20 °С. Застывшую в колбе массу перемешивают стеклянной палочкой, быстро переносят в воронку для фильтрования в два-три приема, каждый раз отсасывая растворитель вакуумным насосом. Из воронки горячим толуолом парафин смывается в доведенный до постоянной массы бюкс, затем, после вываривания толуола, определяют массу выделенного парафина.

Для оценки качества полученного парафина определяют температуру его плавления (если массовое содержание парафина в конденсате более 3 %). Шарик термометра типа ТН-5 помещают в расплавленный парафин, нагретый до температуры на 15–20 °С выше предполагаемой температуры плавления парафина, и, вынув термометр, охлаждают каплю парафина на шарике термометра, непрерывно вращая последний в наклоненной колбе. Температуру, при которой затвердевает капля парафина на шарике термометра, принимают за температуру плавления парафина. При получении температуры плавления ниже 50 °С проводят повторное выделение парафина.

По результатам выполненных работ массовая доля парафинов определяется с установленными для различных диапазонов показателями точности (таблица).

Показатели точности определения парафинов в рамках СТО 11-15-2014

Диапазон измерения массовой доли парафинов, %	Показатель точности (границы относительной погрешности при вероятности) δ , %
От 0,03 до 0,05 вкл.	80
От 0,05 до 0,1 вкл.	50
От 0,1 до 0,5 вкл.	29
От 0,5 до 80,0 вкл.	19

Объект и метод исследования

Мониторинг содержания твердых парафинов в составе продукции добывающих скважин, снижающих эффективность работы технологических установок, необходим для оценки рисков образования отложений при добыче, транспортировке и подготовке УВ. С ростом числа скважин, вводимых в эксплуатацию на лицензионных участках (ЛУ) АО «Роспан Интернешнл», быстро растут объемы необходимых исследований по определению парафиносождения продукции на объектах добычи Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского ЛУ. С учетом длительности лабораторных измерений массовой доли парафина (не менее двух суток) перед авторами работы была поставлена задача поиска «простого» метода корректной оценки парафиносождения.

Для решения этой задачи был предложен, верифицирован и апробирован метод, позволяющий с высокой достоверностью оценивать парафино-содержание добываемого конденсата. В основу разработанного метода заложено применение так называемых флюидальных коэффициентов, представляющих собой соотношение компонентов в составах различных пото-

ков изучаемой пластовой системы. Аналитические исследования с использованием «флюидальных коэффициентов» широко применяются в геохимии нефти и газа, а также при интерпретации данных газового каротажа. Выявление и корректное установление вида корреляционной связи определенного «флюидального коэффициента» с интересующей характеристикой (как правило, определяемой более трудоемкими методами), дает возможность:

- получить информацию для районов, своевременно не охваченных исследованиями;
- уточнить значения характеристики, которая по какой-то причине была определена с ошибкой;
- сократить затраты на проведение трудоемких и дорогостоящих промысловых и лабораторных исследований.

В работе Н. М. Парфеновой, Л. С. Косяковой [5] было предложено использовать данные газожидкостной хроматографии для оценки парафино-содержания в нефтях и конденсатах различных регионов. Авторами показано, что комплекс твердых парафинов представлен нормальными алканами начиная с n -эйкозана, то есть с фракции C_{20+} .

Опыт коллег и развитие методов газовой хроматографии позволили авторам работы предложить собственный комплекс, позволяющий с удовлетворительной точностью оценивать парафиносодержание в ачимовских конденсатах. Для этого предлагается ввести «коэффициент парафинистости», расчет которого осуществляется на основе результатов хроматографических исследований состава конденсата по следующей формуле:

$$K_{\text{пар}} = \gamma_{C_{20+}} \times \gamma_{\text{норм.алк.}}^{\text{бен.фр}}, \quad (1)$$

где $\gamma_{C_{20+}}$ — массовое содержание УВ C_{20+} в составе конденсата, %;
 $\gamma_{\text{норм.алк.}}^{\text{бен.фр}}$ — доля нормальных алканов в бензиновой фракции конденсата, доли ед.

Массовое содержание УВ C_{20+} в составе конденсата определяется по хроматографическим данным имитированной дистилляции согласно ASTM 7168 (или подобными методами). Этот метод предполагает определение компонентно-группового состава конденсата с распределением фракций до температуры кипения 720 °С. Переход от фракций к группам УВ осуществляется согласно их стандартным температурам выкипания.

В связи с тем что определение массовой доли парафиновых структур во фракции C_{20+} напрямую затруднительно, для их характеристики используется доля нормальных алканов в бензиновой фракции конденсата, которая определяется путем суммирования массовой доли индивидуальных компонентов, определенных хроматографическим способом в рамках ASTM 6370. Доля алканов в бензиновой фракции характеризует распределение групп УВ в конденсате в целом, поэтому с высокой долей вероятности распределение парафиновых структур во фракции C_{20+} является аналогичным.

Результаты

На рисунке 1 приведен пример оценки параметров, входящих в формулу расчета коэффициента «парафинистости» для конденсата, отобранного из

скважины, вскрывшей ачимовские отложения. По данным имитированной дистилляции массовая доля УВ C_{20+} в составе конденсата составила 25,95 %. По результатам исследований индивидуального состава бензиновой фракции установлено, что массовая доля нормальных алканов составила 23,483 %. Расчет по формуле 1 дает значение коэффициента «парафинистости», равное 6,1.

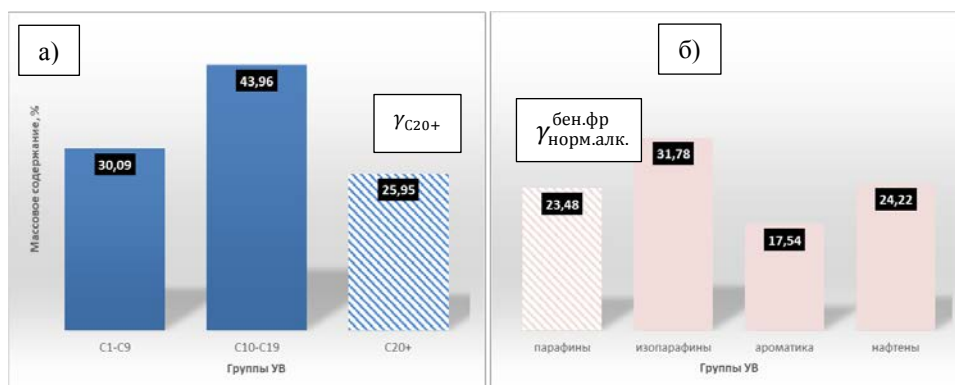


Рис. 1. Распределение групп УВ по компонентам в конденсате (а) и по типам УВ в бензиновой фракции (б) в ачимовском конденсате

Калибровка и верификация значений предложенного коэффициента «парафинистости» проводились по значениям, определенным стандартным методом. Сравнение проводилось на основе 12 замеров параметра в диапазоне массовой доли парафина 1,0–9,5 % (рис. 2 а). В результате сравнения установлена однозначная пропорциональная связь по абсолютной величине между коэффициентом «парафинистости» и массовой долей парафина (рис. 2 б):

$$K_{\text{пар}} \propto \gamma_{\text{пар}}, \quad (2)$$

где $K_{\text{пар}}$ — коэффициент «парафинистости»; $\gamma_{\text{пар}}$ — массовая доля парафинов, %.

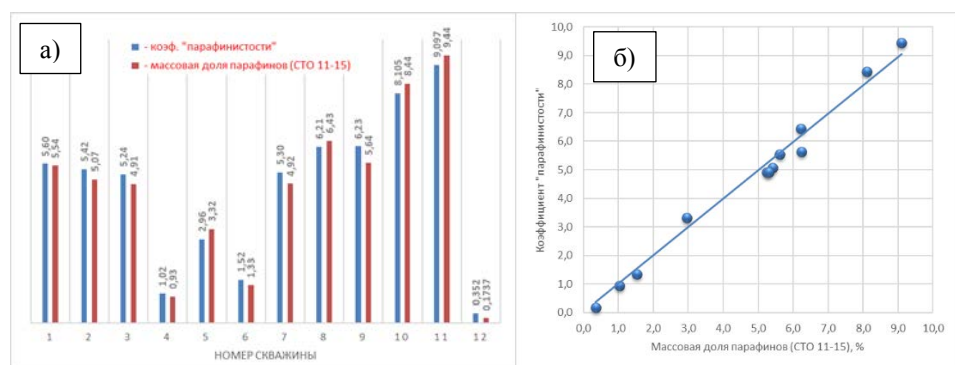


Рис. 2. Сравнение значений коэффициента «парафинистости» с измерениями массовой доли парафина по СТО 11-15-2014 (а) и их корреляционная связь (б)

Полная потеря текучести также напрямую зависит от присутствия в конденсате парафиновых структур. Исследования показали, что для ачимовских конденсатов наблюдается четкая корреляционная связь температуры застывания и массовой доли парафина (рис. 3).

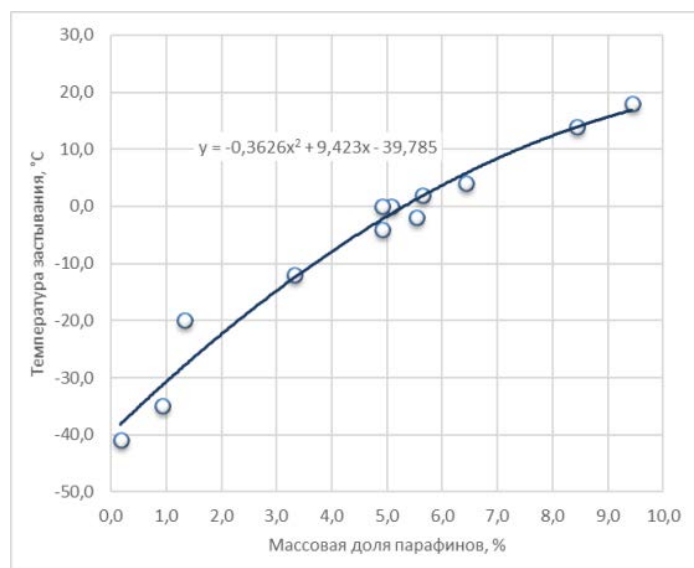


Рис. 3. Зависимость температуры застывания конденсата от массовой доли парафинов

Обсуждение

Предложенный авторами подход использования хроматографических данных был успешно подтвержден данными, полученными по аттестованным методикам. Быстрота получения исходной информации позволяет рассматривать практическое внедрение данной технологии в первую очередь при необходимости оперативной оценки содержания парафинов в составе добываемого конденсата ачимовских отложений. Задачей будущих исследований видится расширение диапазона применимости данной методики на конденсаты и легкие нефти других залежей.

В настоящее время авторы работы занимаются изучением фазовых переходов, связанных с образованием парафиновых структур внутри углеводородной системы, калориметрическим методом. Данный метод или другие подобные методы, по нашему мнению, могут дать полезную информацию для предотвращения условий выпадения твердых структур, ограничивающих пропускную способность технологического оборудования.

Выводы

В заключение необходимо отметить, что при постановке системы контроля за разработкой газоконденсатных залежей особое значение приобретает организация перманентного мониторинга за составом и свойствами добываемой продукции. Особенно это важно при разработке ачимовских залежей, характеризующихся высоким содержанием конденсата в пластовом газе.

Оптимизация временных и финансовых затрат на проведение тех или иных промысловых и лабораторных исследований позволяет повысить экономическую эффективность проекта при сохранении или даже повышении информативности.

Предложенный метод использования коэффициента «парафинистости», позволяющего без существенных трудозатрат позволяет оценить массовую долю парафинов в пластовом газе только лишь по имеющимся данным компонентно-фракционного конденсата и детального состава бензиновой фракции, обеспечивает оценку рисков, связанных с парафиноотложениями в технологическом оборудовании. Построение соответствующих карт распределения этого параметра по площади месторождения на прогнозный период разработки газоконденсатных залежей позволит заранее планировать необходимые оптимизационные мероприятия.

Библиографический список

1. Федорова, Г. С. Исследование углеводородных флюидов ачимовских отложений Уренгойского месторождения / Г. С. Федорова, Л. С. Косякова, М. Е. Субботина. – Текст : непосредственный // Изучение углеводородных систем сложного состава : сборник научных трудов. – Москва : ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», 2000. – С. 48–58.
2. Физико-химическая характеристика конденсатов ачимовских отложений Уренгойского нефtegазоконденсатного месторождения / А. Е. Рыжов, Н. М. Парфенова, Е. Б. Григорьев [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2013. – № 5 (16). – С. 91–98.
3. Пунанова, С. А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири / С. А. Пунанова. – DOI 10.24411/2076-6785-2019-10081. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 3 (76). – С. 10–13.
4. Специфика промысловой подготовки газов ачимовских залежей / А. В. Прокопов, А. Н. Кубанов, В. А. Истомин [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 226–234.
5. Парфенова, Н. М. Особенности концентрационного распределения нормальных алканов в составе твердых парафинов, выделяемых по ГОСТ 11851-85 / Н. М. Парфенова, Л. С. Косякова. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2011. – № 1 (6). – С. 71–75.

References

1. Fedorova, G. S., Kosyakova, L. S., & Subbotina, M. E. (2000). Issledovanie uglevodородnykh flyuidov achimovskikh otlozheniy Urengoy'skogo mestorozhdeniya. Izuchenie uglevodородnykh sistem slozhnogo sostava: sbornik nauchnykh trudov. Moscow, PJSC Gazprom Publ., VNIIGaz LLC Publ., pp. 48-58. (In Russian).
2. Ryzhov, A. E., Parfenova, N. M., Grigoryev, Ye. B., Shafiev, I. M. & Orman, M. M. (2013). Fiziko-khimicheskaya kharakteristika kondensatov achimovskikh otlozheniy Urengoy'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. Vesti gazovoy nauki, (5(16)), pp. 91-98. (In Russian).
3. Punanova, S. A. (2020). Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia. Exposition Oil & Gas, (3(76)), pp. 10-13. (In Russian). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10081
4. Prokopov, A. V., Kubanov, A. N., Istomin, V. A., Snezhko, D. N., Chepurnov, A. N. & Akopyan, A. K. (2018). Specific character of field treatment in respect to gases from Achim deposits. Nauchno-tehnicheskii sbornik Vesti gazovoy nauki, (1(33)), pp. 226-234. (In Russian).
5. Parfenova, N. M. & Kosyakova (2011). Osobennosti kontsentratsionnogo raspredeleniya normal'nykh alkanov v sostave tverdykh parafinov, vydelyaemykh po GOST 11851-85. Vesti gazovoy nauki, (1(6)), pp. 71-75. (In Russian).

Сведения об авторах

Заночуев Сергей Анатольевич, к. т. н., начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

Пономарева Татьяна Сергеевна, техник, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Громова Евгения Александровна, к. т. н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Поляков Антон Владимирович, заведующий лабораторией, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Мейер Роман Владимирович, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Sergey A. Zanochuev, Candidate of Engineering, Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

Tatyana S. Ponomareva, Technical Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Evgenia A. Gromova, Candidate of Engineering, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Anton V. Polyakov, Head of the Laboratory, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Roman V. Meir, Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

УДК 622.243

**Рекомендации по подбору конструкций многозабойных скважин в
разных геологических условиях с учетом накопленного опыта**

**А. А. Зернин*, Е. С. Зюзов, А. С. Сергеев, Р. М. Хисматуллин,
М. А. Стариков**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

**e-mail: aazernin@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. Авторами статьи обобщен опыт применения многозабойных скважин, проведен анализ эффективности многозабойных скважин (МЗС) по сравнению с горизонтальными скважинами на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» с различным геологическим строением. Для оценки эффективности МЗС по сравнению с другими типами заканчивания разработан алгоритм, основывающийся на подборе участков размещения скважин со схожими фильтрационно-емкостными свойствами, энергетическим состоянием пласта и условиями освоения для оценки запускных показателей, темпов падения, по участкам с эксплуатацией больше шести месяцев — накопленных показателей. Разработана матрица применимости МЗС в различных геологических условиях, даны рекомендации по выбору оптимальной конструкции. Такого рода анализ проводился впервые с получением достаточной накопленной статистики в результате кратного увеличения объемов бурения сложных скважин в последние годы.

Полученные результаты позволяют проектировать оптимальную систему разработки для новых активов, адаптировать системы разработки зрелых месторождений, выбирать оптимальную конструкцию МЗС для определенных геологических условий на основе накопленного опыта.

Ключевые слова: многозабойная скважина; горизонтальная скважина; участок сравнения; фильтрационно-емкостные свойства; коэффициент продуктивности

**Recommendations for the multilateral wells design selection in various
geological conditions based on lessons learned**

Anton A. Zernin*, Evgeny S. Ziuzhev, Artem S. Sergeev, Robert M. Khismatullin, Maksim A. Starikov

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

**e-mail: aazernin@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. The authors of the article have summarized the experience of multilateral well application, performed an efficiency analysis of multilateral wells vs horizontal wells in Rosneft Oil Company's fields with various subsurface architecture. The algorithm for multilateral well efficiency estimation, compared to other type of well completions, was developed. This algorithm is based on the selection of areas for well locations with similar reservoir properties, reservoir energy conditions, and reservoir development conditions to evaluate production startup parameters, decline rates, cumulative parameters for the areas of over 6 month production. A matrix of multilateral well applicability in various geological conditions was generated, and recommendations for preferable well design were made. This type of analysis was conducted for the first time due to collection of sufficient statistical

data, because of a multiple increase in the amount of drilling complex wells in the recent years.

The obtained results provide an opportunity to design an efficient field development system for new assets, perform an adjustment of brownfields development systems, select multilateral well design for certain geological conditions based on lessons learned.

Key words: multilateral well; horizontal well; reference area; reservoir properties; productivity index

Введение

На сегодняшний день в фокусе внимания оказываются месторождения сложного геологического строения, характеризующиеся высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств по площади, наличием значительного количества карбонатизированных и глинистых пропластков в разрезе, контактными с водой и газом запасами. Все вышеперечисленные факторы оказывают существенное влияние на разработку: накопленную добычу на скважину, прорывы газа в добывающие скважины, образование конуса подстилающей воды и, как следствие, величину конечного коэффициента нефтеотдачи и экономической эффективности проекта. Мировой опыт разработки показал, что в условиях осложняющих факторов многозабойные скважины (МЗС) могут стать эффективным инструментом, позволяющим существенно улучшить ключевые показатели проектов.

Первые многозабойные скважины были пробурены еще в 50-х годах прошлого века [1]. Однако в то время технологии были недостаточно развиты, чтобы сделать это эффективно. Развитие шельфовых проектов дало толчок к развитию технологии в 1990-х годах, где встал вопрос о необходимости сокращения стоимости бурения на шельфе. С усложнением геологического строения разрабатываемых месторождений потребность в применении технологии многозабойного бурения появилась и на суше.

В периметре ПАО «НК «Роснефть» первая скважина рассматриваемой конструкции пробурена на Красногорском месторождении еще в 2009 году. А уже спустя 11 лет количество скважин составило свыше 400, при этом большая часть реализована в 2020 году, что свидетельствует о практической значимости используемой технологии. В настоящее время наблюдается пик бурения МЗС в России и мире, при этом сложность конструкций постоянно растет. Так, в 2020 году на Среднебугубинском месторождении реализован уникальный проект — многозабойная скважина «березовый лист», конструкция которой состоит из 15 боковых стволов с общей проходкой 12 792 м [2, 3].

МЗС позволяют оптимизировать стратегию разработки залежей со сложным геологическим строением, особенно это актуально там, где невозможно проведение гидроразрыва пласта по причине высоких рисков прорыва трещины в газовую шапку или водоносную область. Многозабойные скважины позволяют минимизировать негативные факторы разработки тонких оторочек за счет сокращения депрессии в результате большего охвата продуктивного пласта, соответственно, снижая при этом риски конусообразования и прорыва газа из газовой шапки. Еще одна область применения МЗС — бурение в высокорасчлененных объектах с целью повышения охвата

состоящих из отдельных, не связанных между собой пропластков, где применение классических горизонтальных скважин (ГС) неэффективно.

Виды многозабойных скважин

В мировом опыте можно выделить две основные классификации многозабойных скважин.

1) Классификация по схеме заканчивания (Taml — Technology advancement for multi-laterals), введенная в июле 1999 года на форуме по вопросам технического прогресса, состоявшемся в Абердине, Шотландия. По данной классификации все МЗС делятся на 6 уровней в зависимости от степени их механической сложности, соединительных возможностей и обеспечения гидравлической изоляции [4]:

1-й уровень — открытый забой в основном и боковом стволах;

2-й уровень — обсаженный фильтроэлементами основной ствол с отсутствием герметичного сочленения с боковым, который имеет открытый забой или обсадку фильтроэлементами;

3-й уровень — боковой ствол имеет механическое крепление стыка без цементированья;

4-й уровень — место стыка бокового и основного стволов зацементировано;

5-й уровень — место стыка зацементировано и герметично, возможна одновременно-раздельная добыча;

6-й уровень — основной ствол имеет разветвление на забое. Каждый ствол обсажен, зацементирован и герметичен. Сочленение образует единое целое с эксплуатационной колонной, возможна одновременно-раздельная добыча.

2) Классификация по типу вскрытия продуктивных пластов. По данной классификации можно разделить МЗС на два основных типа:

- многозабойные скважины, дренирующие один объект разработки;
- многоствольные скважины, подразумевающие эксплуатацию нескольких объектов разработки с одновременно-раздельной технологией добычи.

В свою очередь первый тип подразумевает деление на следующие под-типы (рис. 1).

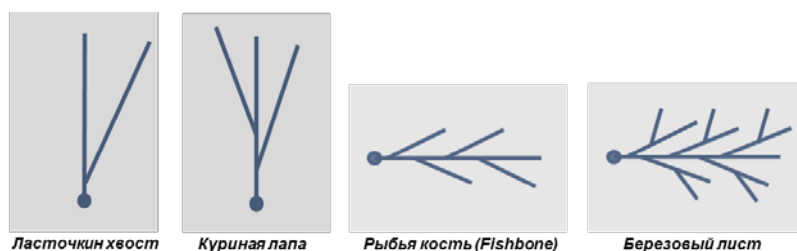


Рис. 1. Классификация МЗС по типу вскрытия

- Ласточкин хвост — бурение одного бокового ствола в одном пласте с основным — раздвоение. Длина бокового ствола сопоставима с длиной основного ствола. Возможно как вертикальное, так и латеральное расположение боковых стволов.

- Куриная лапа — бурение двух боковых стволов в одном пласте с основным. Длины боковых стволов сопоставимы с длиной основного ствола. Возможно как вертикальное, так и латеральное расположение боковых

стволов, а также вскрытие одним из боковых столбов выше/нижележащего пласта в пределах объекта разработки.

- Рыбья кость (Fishbone) — бурение 4 боковых стволов и более длинной кратной меньше основного. Возможно как вертикальное, так и латеральное расположение боковых стволов.

- Березовый лист — бурение 4 боковых стволов и более боковых стволов, где в каждом из них есть ответвление на 2 или более стволов.

Согласно вышеприведенным классификациям, большинство МЗС в ПАО «НК «Роснефть» реализованы по уровню сложности Tam1-2 (99 %), лишь 5 скважин закончены по конструкции Tam1-3 на Русском месторождении, цель усложнения конструкции в данном случае — минимизация рисков коллапса стенок скважины и снижения выноса КВЧ в слабokonсолидированном коллекторе.

По типу вскрытия основными конструкциями МЗС являются следующие: Ласточкин хвост в условиях расчлененного коллектора (49 %) и Рыбья кость в условиях монолитного коллектора (41 %).

Геологические условия бурения

В периметре ПАО «НК «Роснефть» многозабойные скважины реализованы в различных геологических условиях, а именно как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах, на пластово-сводовых, тектонически и литологически экранированных залежах.

По данным статистики, на 01.09.2020 отмечается низкий процент скважин, пробуренных в карбонатном коллекторе (рис. 2), что связано с более сложными геологическими условиями (наличием систем трещин) и требует дополнительного изучения.

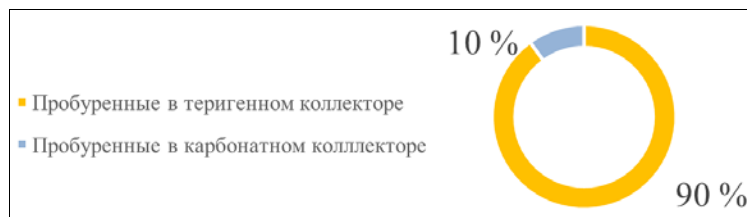


Рис. 2. Распределение скважин в типах коллектора

Все МЗС реализованы в коллекторах с проницаемостью более 1мД, что обусловлено необходимостью стимуляции призабойной зоны и снижения скин-фактора. Основным методом стимуляции является гидроразрыв пласта (ГРП), который технологически сложно осуществить в нескольких стволах одной скважины. Дополнительно стоит отметить, что 78 % МЗС в ПАО «НК «Роснефть» пробурены в контактных запасах с целью прироста коэффициента продуктивности и снижения депрессии на пласт.

Таким образом, разнообразие геологических условий, в которых эксплуатируются МЗС, требует обобщения и выработки рекомендаций с учетом наиболее успешных практик.

Оценка эффективности в разных геологических условиях

В ПАО «НК «Роснефть» на 01.09.2020 введено в эксплуатацию 408 многозабойных скважин на 26 месторождениях. Лидерами по размещению многоза-

бойных скважин являются пять месторождений: Ванкорское, Среднеботуобинское, Тагульское, Верхнечонское, Советское. На них приходится 63 % всех многозабойных скважин.

В рамках осуществления анализа эффективности реализован подбор пар скважин (ГС+МЗС) в схожих геологических условиях, а также проведено сравнение запускных и эксплуатационных показателей. Для каждой МЗС подбиралась горизонтальная скважина, пробуренная в аналогичных геологических условиях в части проницаемости и мощности пласта на незначительном удалении (максимум 2 шага проектной сетки). Накопленная добыча приводилась за период 6 или 12 месяцев. Всего проанализировано 56 таких участков. По 44 (79 %) из них отмечается прирост добычи МЗС относительно ГС.

Для анализа эффективности МЗС с точки зрения геологических условий были выделены группы месторождений, в которых пробурены многозабойные скважины. Первые две большие группы — это контактные и неконтактные запасы. Внутри этих групп сделана градация по проницаемости, условно принята граница 10 мД. И дополнительно отмечены осложняющие факторы, такие как средняя расчлененность разреза более 3 и повышенная вязкость нефти (> 50 сП) (рис. 3).

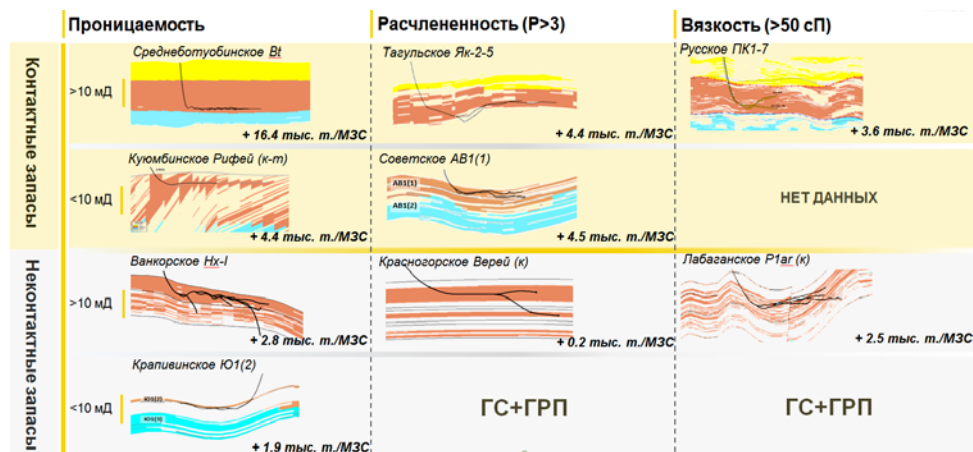


Рис. 3. Оценка эффективности многозабойных скважин в разных геологических условиях

Наибольшую эффективность МЗС показывают в терригенных коллекторах. В карбонатных коллекторах опыт применения пока невелик, и однозначные выводы об эффективности сделать сложно.

Дополнительно в рамках анализа выявлен следующий успешный и негативный опыт применения различных конструкций.

В монолитном коллекторе

Латерально разветвленные скважины показывают наибольшую эффективность в контактных запасах в монолитном коллекторе, когда необходимо максимально дистанцироваться от нежелательного флюида и снизить конусообразование путем уменьшения удельной депрессии на метр ствола. Мировым рекордсменом строительства скважины такого типа стало Сред-

неботуобинское месторождение, где суммарная проходка в пласте превысила 10 км, отходы от основного центрального ствола превысили 400 м. В условиях депрессии на пласт, не превышающей 5 атм, стартовый дебит составил 400 т/сут. Скважина схожей конструкции, пробуренная на Сузунском месторождении, но с небольшим разведением боковых стволов до 70 м показала отрицательную эффективность, что подтверждает динамика отбора от начальных извлекаемых запасов, при такой конструкции МЗС соответствует горизонтальной скважине (рис. 4).

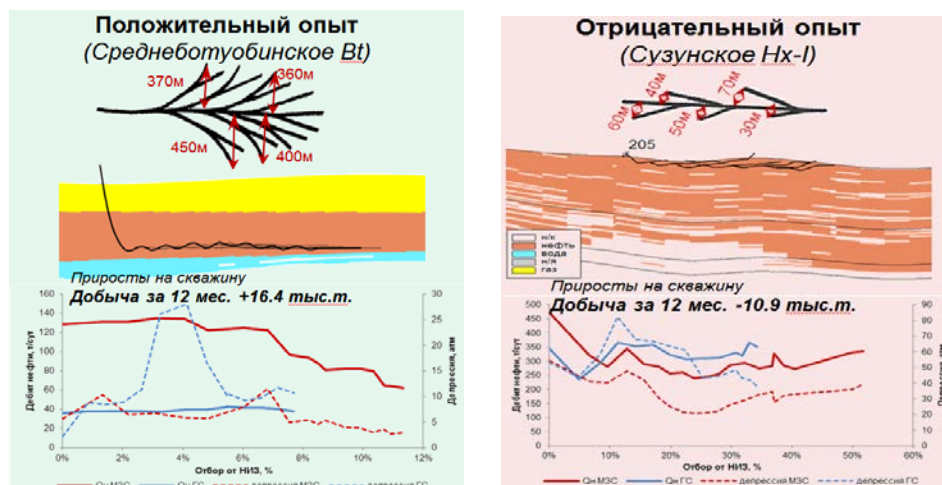


Рис. 4. Пример применения разветвленных скважин в монолитном коллекторе

В расчлененном коллекторе

Большой опыт реализации МЗС в расчлененном коллекторе имеется на Русском месторождении — объект ПК1-7. Известно, что пласты ПК имеют сложное строение, обусловленное их континентальным генезисом. Часто выделяются отдельные песчаные пачки, которые в отдельных частях месторождения могут сливаться в единую [5]. Бурение МЗС в данных условиях направлено на вскрытие каждой пачки отдельным стволом, тем самым обеспечивается увеличение охвата запасов по вертикали. Опыт показал, что в случае же, когда пачки образуют единую песчаную линзу, эффективность МЗС данной конструкции резко падает. Бурение МЗС в таких условиях всегда целесообразно. Динамика дебита нефти МЗС в нерасчлененном коллекторе соответствует динамике дебита ГС в аналогичных условиях (рис. 5).

В осложненных подстилающей водой геологических условиях

Еще один важный опыт был получен на Крапивинском и Советском месторождениях, где в одинаковых условиях тонких нефтенасыщенных толщин и подстилающей водой с достаточно низкой проницаемостью ($> 1\text{мД}$ и $< 10\text{мД}$) были реализованы многозабойные скважины и горизонтальные скважины с многостадийным ГРП. Скважины с ГРП на старте показали обводненность, превышающую 70 %, по причине прорыва трещин в водонасыщенную часть. В то время как дебит МЗС за счет бурения в целевом интервале и более высокой продуктивности выше в 2–5 раз относительно ГС и ГС+МГРП (рис. 6).

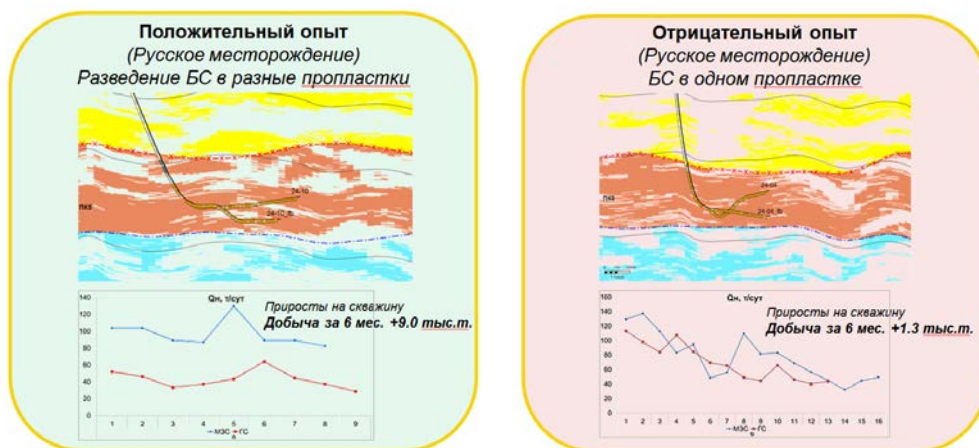


Рис. 5. Пример применения многозабойных скважин в расчлененном коллекторе

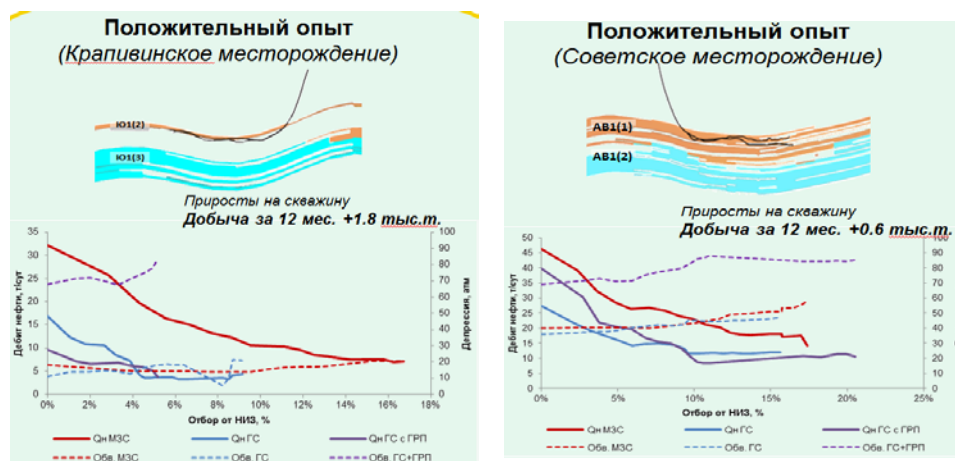


Рис. 6. Пример применения многозабойных скважин в контактных запасах

В ходе изучения эффективности МЗС был проведен анализ стоимости скважин в разрезе недропользователей и месторождений ПАО «НК «Роснефть», а также проведена оценка средних показателей эксплуатации.

Проведенный анализ экономической эффективности скважин различной конструкции позволил сделать ряд важных выводов:

- средний прирост накопленной добычи за 6 месяцев на одну МЗС составил 4,1 тыс. т; лидером по приросту является Среднеботуобинское месторождение;
- средняя стоимость МЗС, пробуренных в Компании, на 14 % больше аналогичного показателя скважин с горизонтальным окончанием, при этом МЗС имеют большую экономическую эффективность.

Исходя из оцененного опыта, можно сформулировать три основные рекомендации.

1. В монолитном коллекторе рекомендуется бурить МЗС с максимальными разветвленными стволами по латерали.

2. В расчлененном коллекторе рекомендуется вертикальное разведение боковых стволов, при этом при снижении расчлененности эффективность МЗС сильно падает.

3. В осложненных подстилающей водой геологических условиях с низкими значениями проницаемости ($> 1\text{мД}$ и $< 10\text{мД}$) рекомендуется реализация МЗС, в качестве альтернативы технологии — ГС с МГРП.

Перспективы развития МЗС

На сегодняшний день, вопрос о тиражировании технологии многозабойных скважин уже решен — на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» кратно увеличивают количество таких скважин по причине их эффективности.

Следующий шаг — это развитие технологии и привлечение в работу инновационных технологий.

Основные направления развития таковы.

- Развитие текущих технологий Taml-1 и Taml-2, поиск оптимумов для различных геологических условий — длина и конфигурации стволов, работа с профилями скважин — совершенство участков ствола с «трамплинами» и подбор бурильного инструмента для обеспечения необходимых отходов в пространстве.
- Бурение многоствольных скважин на разные объекты с одновременно-раздельной добычей с целью сокращения транзитных секций.
- Реализация опытных работ по использованию Taml-2 с маркерной системой.
- Бурение скважин уровня сложности Taml-5, с оборудованием для одновременно-раздельной добычи.
- Бурение МЗС с ГРП в низкопроницаемом коллекторе.

Выводы

Рассмотрены и классифицированы по типам заканчивания все многозабойные скважины, пробуренные в ПАО «НК «Роснефть» на 01.09.2020 в паре или группе с одноствольными горизонтальными скважинами в аналогичных геологических условиях.

По результатам анализа отмечается более высокая эффективность МЗС относительно ГС за счет набора дополнительной проходки по пласту, что подтверждается более высокими значениями накопленной добычи нефти. В первые 6 месяцев прирост накопленной добычи нефти на одну МЗС составил 4,1 тыс. т.

Показан положительный и отрицательный опыт реализации МЗС, выделены основные рекомендации для разных типов коллекторов, которые заключаются в следующем — бурение латерально разветвленных стволов в монолитном коллекторе, в расчлененном коллекторе максимальную эффективность показывают скважины с разведением стволов по вертикали.

Объемы бурения и сложность конструкций многозабойных скважин в ПАО «НК «Роснефть» наращиваются с каждым годом. В настоящее время мы наблюдаем революцию в строительстве и заканчивании скважин, аналогичную началу применения гидроразрыва пласта. Многозабойные скважины при грамотном применении, исходя из геологических условий, позволяют дренировать большие запасы при сопоставимых экономических затратах, снижать риски прорыва нежелательного флюида, увеличивать дебиты нефти.

Библиографический список

1. Григорян, А. М. Многозабойное бурение / А. М. Григорян, К. И. Коваленко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1953. – № 4. – С. 5–13.
2. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтального участка — от одиночных стволов к конструкции «березовый лист» в связи с детализацией геологического строения залежей УВ / В. А. Гринченко, Д. З. Махмутов, В. Ю. Близиных [и др.]. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-5(329)-8-15. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 5 (329). – С. 8–15.
3. 15 в 1. Успешное применение опыта строительства 15-ствольной скважины / И. В. Леванов, Д. Н. Сиротин, И. А. Левин [и др.]. – Текст : электронный // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (26–29 октября 2020). – URL: <https://www.spe.org/binaries/content/assets/spe-events/2020/conference/20rptc/20rptc-programme-russian-download.pdf>.
4. Фаттахов, М. М. Классификатор многозабойных и многоствольных скважин / М. М. Фаттахов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 4. – С. 22–24.
5. Янкова, Н. В. Особенности сейсмогеологической модели сложнопостроенной залежи Русского месторождения / Н. В. Янкова, И. А. Копысова. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 3 (40). – С. 20–24.

References

1. Grigoryan, A. M., & Kovalenko, K. I. (1953). Mnozozaboynoe burenie. Oil Industry, (4), pp. 5-13. (In Russian).
2. Grinchenko, V. A., Makhmutov, D. Z., Bliznyukov, V. I., Gorbov, A. N., Valeev, R. R., Sultanov, R. B.,... Vakhromeev, A. G. (2020). Efficiency of drilling and completion of directional oil-producing wells in the Eastern Siberia through a horizontal section evolution - from single wellbores to the "birch-leaf" design due to detailing of hydrocarbon deposits geological structure. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (5(329)), pp. 8-15. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2020-5(329)-8-15
3. Levanov, I. V., Sirotin, D. N., Levin, I. A., Efimov, R. A., Lukyantseva, E. A., Oparin, I. A.,... Nikitenko, I. L. (2020). 15 in 1. Experience Utilization to Construct Multilateral Well with 15 Lateral Branches. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October, 26-29, 2020. (In English). DOI: 10.2118/201865-MS
- Fattakhov, M. M. (2015). Classifier of splitters and multi-lateral wells. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (4), pp. 22-24. (In Russian).
5. Yankova, N. V., & Kopysova, I. A. (2015). Features of geoseismic modeling of Russkoye field complex deposit. Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft", (3(40)), pp. 20-24. (In Russian).

Сведения об авторах

Зернин Антон Александрович, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: aazernin@tnnc.rosneft.ru

Зюзов Евгений Сергеевич, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Сергеев Артем Сергеевич, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Хисматуллин Роберт Миниярович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Стариков Максим Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Anton A. Zernin, Chief Project Engineer, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: aazernin@tnnc.rosneft.ru

Evgeny S. Ziuzev, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Artem S. Sergeev, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Robert M. Khismatullin, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Maksim A. Starikov, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

УДК 517.988.6 338.23

Динамические фазовые проницаемости для расчета целиков нефти в цифровых моделях

С. В. Костюченко^{1, 2*}, Н. А. Черемисин²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье приведены авторские формулы для расчета остаточной нефтенасыщенности и конечных точек относительных фазовых проницаемостей, динамически зависящих от скорости фильтрации пластовых флюидов и капиллярных чисел. Исследованы и описаны зависимости остаточной нефтенасыщенности и конечных точек фазовых проницаемостей от капиллярного числа. На примере элемента пятиточечной системы разработки нефтяной залежи показана возможность расчета целиков нефти с применением динамических фазовых проницаемостей. Описаны отличия модели с динамическими фазовыми проницаемостями от модели со статическими относительными фазовыми проницаемостями. Показана зависимость результатов моделирования от параметров нелинейности процессов фильтрации при неизменных традиционных фильтрационно-емкостных свойствах модели залежи нефти.

Ключевые слова: зрелые месторождения нефти; локализация текущих запасов нефти; динамические фазовые проницаемости; отклонения от закона Дарси; цифровые гидродинамические модели

Dynamic phase permeability for calculating oil locations in digital models

Sergey V. Kostyuchenko^{1, 2*}, Nikolay A. Cheremisin²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article presents the author's formulas for calculating the residual oil saturation and the end points of relative phase permeabilities that dynamically depend on the filtration rate of reservoir fluids and capillary numbers. The dependences of the residual oil saturation and the end points of the phase permeabilities on the capillary number are investigated and described. An element of a five-point system for the development of an oil deposit case study shows the possibility of calculating oil targets using dynamic phase permeabilities. The difference between the model with static relative phase permeabilities and the model with dynamic phase permeabilities should be stressed. The text gives valuable information on the dependence of the simulation results on the parameters of the nonlinearity of the filtration processes with the traditional filtration-capacitance properties of the oil deposit model unchanged.

Введение

Многие нефтяные и нефтегазовые месторождения в России и в мире являются длительно разрабатываемыми и находятся на поздних стадиях разработки. Более 60 % запасов нефти таких месторождений могут оставаться в слабодренируемых зонах высокообводненных залежей и пластов, в невыработанных целиках нефти и в низкопроницаемых пропластках. Это подтверждается бурением уплотняющих скважин и промысловым опытом. Поэтому для совершенствования систем разработки и доизвлечения запасов углеводородного сырья таких длительно разрабатываемых месторождений необходимо решение задач локализации текущих извлекаемых запасов нефти и оценки текущего охвата их вытеснением.

Геолого-технологические (фильтрационные) модели в принципе способны решать эти задачи. Однако результаты моделирования распределений текущих запасов подтверждаются бурением уплотняющих скважин обычно только на 55–60 %. Причинами этого являются не только недоизученность залежей, но и несовершенство моделей. Так, традиционные фильтрационные модели показывают слабую зависимость накопленной добычи нефти и расчетного коэффициента извлечения нефти (КИН) от плотности сетки скважин; имеют ограниченные возможности расчета целиков нефти, дренируемых или недренируемых зон, текущего коэффициента охвата вытеснением запасов нефти; а также расчета эффективности очаговых, нестационарных, циклических заводнений и поток от отклоняющихся технологий. В значительной мере эти методические проблемы моделирования обусловлены ограничениями линейного закона фильтрации Дарси, который лежит в основе математического обеспечения гидродинамических симуляторов. Многочисленные публикации посвящены изучению этой проблемы [1–14].

В данной статье приведены и исследованы формулы для расчета остаточной нефтенасыщенности и относительных фазовых проницаемостей, зависящих от скорости фильтрации пластовых флюидов [7–9]. Этот математический аппарат, основанный на многочисленных экспериментальных данных, может быть использован для построения моделей с динамическими фазовыми проницаемостями и решения названных выше методических проблем гидродинамического моделирования.

Формулы для расчета остаточной нефтенасыщенности и конечных точек фазовых проницаемостей

В соответствии с обобщенным законом Дарси для процессов многофазной фильтрации в пористых средах относительные фазовые проницаемости нефти и воды нелинейно зависят от локальной насыщенности коллектора этими флюидами (рис. 1). Так, например, конечные точки 1–6 на рисунке 1 определяют подвижные (извлекаемые) запасы нефти, подвижность воды и фазовые проницаемости нефти и воды. Для линейного закона фильтрации Дарси положения этих конечных точек не зависят от скорости фильтрации и определяются лишь свойствами коллектора и флюидов. Эти статические

зависимости (линейный закон фильтрации) реализованы в большинстве гидродинамических симуляторов.

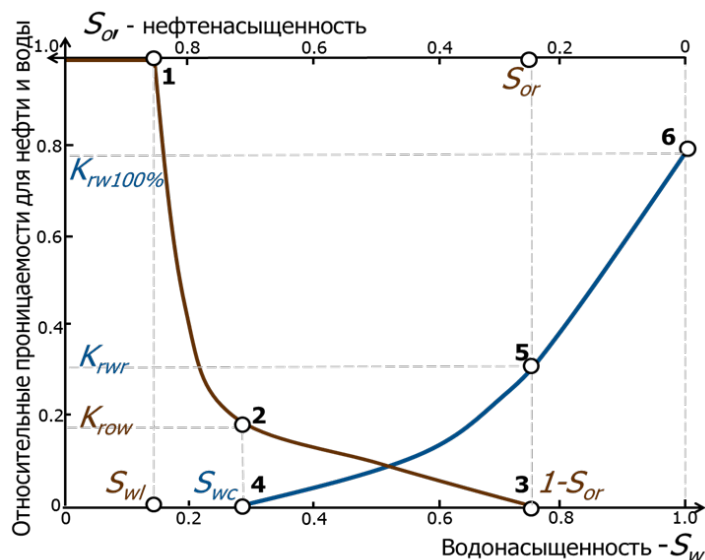


Рис. 1. **Относительные фазовые проницаемости нефти и воды для системы «нефть — вода» с характерными концевыми точками 1–6**

Однако многочисленные фильтрационные эксперименты на образцах керна и промысловый опыт позволяют утверждать, в частности, что остаточная нефтенасыщенность S_{OR} , критические точки фазовых проницаемостей нефти K_{ROW} и воды K_{RWR} зависят от скорости фильтрации и капиллярного числа $N = \frac{\mu_w \cdot v}{\alpha_{ow}}$, где μ_w — динамическая вязкость воды, Па·с; α_{ow} — поверхностное натяжение на границе нефть–вода, Н/м; v — скорость фильтрации $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. В разрозненных работах [7–9] были предложены формулы для расчета концевых точек 2, 3, 5 динамических функций относительных фазовых проницаемостей на рисунке 1. По мнению авторов, эти результаты весьма важны для развития прикладной теории фильтрации. В данной статье эти функции обобщены и исследованы в сравнении с традиционными статическими относительными фазовыми проницаемостями.

Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой и ее отношение к начальной нефтенасыщенности коллектора [7, 8] могут быть описаны функцией

$$\frac{S_{or}}{S_{oi}} = \frac{1-\varphi}{1+\beta \cdot \theta \cdot \frac{S_{oi}}{K_p} \cdot N_c} + \varphi. \quad (1)$$

Относительные фазовые проницаемости коллектора для нефти K_{row} и воды K_{rwr} для критических нефте- и водонасыщенностей [9] могут быть описаны функциями

$$K_{row} = \frac{\beta \cdot \theta \cdot \frac{S_{oi}}{K_p} \cdot N_c}{1 + \beta \cdot \theta \cdot \frac{S_{oi}}{K_p} \cdot N_c} \cdot (1 - S_{wl})^{4/3},$$

$$K_{rwr} = \frac{(1 - \varphi \cdot S_{oi})^4 \cdot K_{rw100\%} [(1 - \varphi \cdot S_{oi})^4 \cdot K_{per} / K_0] \cdot Z_w}{(2 - Z_w) \cdot \lambda(1 - Z_w)}, \quad (2)$$

где S_{or} , S_{oi} , S_{wl} , S_{wc} — остаточная, начальная, связанная и критическая водонасыщенности коллектора, соответственно, д.ед.; φ — доля адсорбированной поверхностью порового пространства нефти; θ — параметр нелинейности, определяющий характер зависимости от капиллярного числа, $0 < \theta < \infty$ (при $\theta \rightarrow \infty$ фильтрация линейна при любых капиллярных числах); K_p — пористость коллектора, д.ед.; K_{per} — абсолютная проницаемость коллектора, м²; K_{rwr} — относительная проницаемость коллектора по воде при остаточной нефтенасыщенности; $K_{rw100\%}$ — относительная проницаемость коллектора по воде при его 100 % водонасыщенности; $K_0 = 10^{-15}$, м²; $\beta = 6,5 \cdot 10^6$ — масштабный коэффициент; Z_w — отношение интервалов подвижности нефти — воды и нефти

$$Z_w = \frac{1 - S_{or} - S_{wc}}{1 - \varphi \cdot S_{oi} - S_{wl}}, \text{ если } 1 - S_{oi} \geq S_{wc},$$

и $Z_w = 0$, если $1 - S_{oi} < S_{wc}$; l — характерный размер пористой среды, м.

Формула расчета функции $K_{rw100\%}$ для терригенных коллекторов Западной Сибири, например, имеет вид [7]

$$K_{rw100\%}[x] = 0,081 \cdot \ln x + 0,333,$$

где $\lambda(x)$ — коэффициент фильтрационного сопротивления [10]:

$$\lambda(x) = 1 + \frac{2 \cdot x}{1 - x} \left[1 + x + (1 + x^2) \sqrt{x} \right] \cdot \left[1 - \exp\left(-0,6 \frac{l}{d}\right) \right],$$

где x — безразмерная проницаемость коллектора по газу; d — характерный размер неоднородности пористой среды, м.

Зависимости фазовых проницаемостей от капиллярного числа

Зависимости отношения S_{or}/S_{oi} от капиллярного числа N , рассчитанные по формуле (1) при различных параметрах θ и φ , приведены на рисунке 2. Здесь предельное значение $S_{or}/S_{oi} = 0,4$ определяется параметром $\varphi = 0,4$. Зависимости K_{row} и K_{rwk} от капиллярного числа N , рассчитанные по формуле (2), приведены на рисунке 3. Эти зависимости получены при $K_p = 0,2$ и $S_{oi} = 0,7$, $K_{per} = 0,1$ мкм². На рисунках 2, 3 красная пунктирная линия соответствует линейному закону Дарси ($\theta = \infty$, $\varphi = 0,54$) и показывает принципиальное отличие этих зависимостей от линейного закона.

Параметры ϕ и θ могут быть получены в результате интерпретации экспериментальных данных [7, 8], при адаптации модели к фактической истории разработки или при исследовании чувствительности модели к изменениям этих параметров.

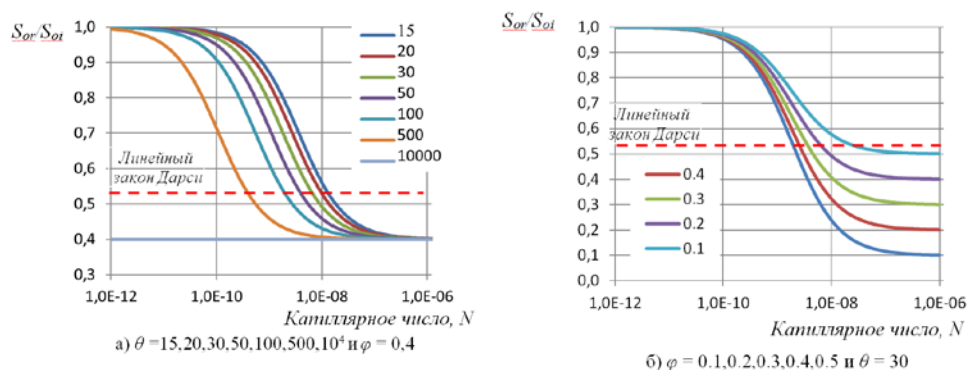


Рис. 2. Зависимости отношения S_{or}/S_{oi} от капиллярного числа N для разных значений параметров θ и ϕ

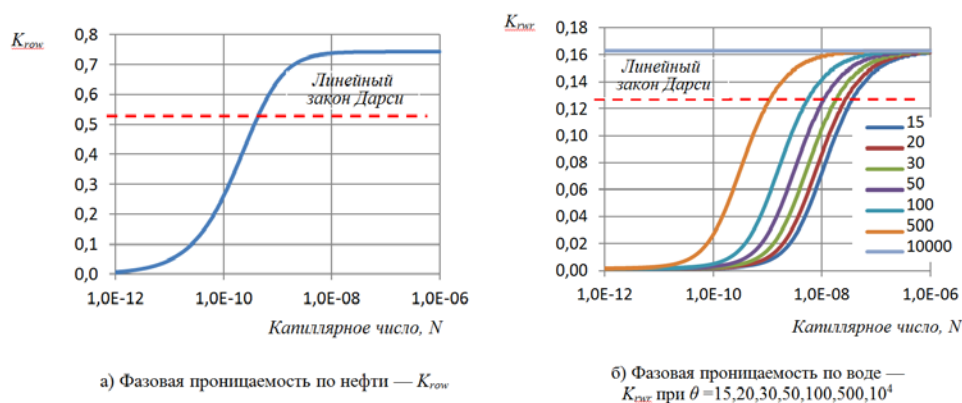


Рис. 3. Зависимости параметров K_{row} и K_{gwr} от капиллярного числа N при $\phi = 0,4$

Расчет динамических относительных фазовых проницаемостей в традиционных симуляторах

Прямые расчеты относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и критических насыщенностей, зависящих от скорости фильтрации пластовых флюидов, в традиционных симуляторах типа Eclipse невозможны. Однако эти расчеты можно выполнить по формулам (1)–(2) в режиме flexible — рестартов («гибких» перезапусков) симуляторов. Для этого необходимо многократно перезапускать симулятор и «продвигать» процесс моделирования по истории работы скважин. На каждом таком временном шаге необходимо рассчитывать капиллярные числа, динамические ОФП и организовывать итерационные процессы моделирования. Для автоматизации этих трудоемких процедур целесообразно создать и применять управляющий программный модуль, который является внешним для симулятора и должен управлять им. При этом симулятор будет выполнять традиционные (рутинные) расчеты полей пластовых давлений, насыщенностей, потоков

пластовых флюидов и технологических параметров работы скважин на каждом временном шаге моделирования.

Обсуждение результатов вычислительных экспериментов

Модели с динамическими относительными фазовыми проницаемостями открывают новые возможности для расчета целиков нефти и текущего охвата вытеснением запасов нефти в цифровых моделях.

Рассмотрим модель элемента пятиточечной системы разработки (рис. 4). Размерность этой модели — $25 \times 25 \times 1$ ячеек с размерами каждой из них $50 \times 50 \times 10$ м. Фильтрационно-емкостные свойства: проницаемость по латерали $0,1 \text{ мкм}^2$, по вертикали $0,01 \text{ мкм}^2$; пористость 20 %; начальная водонасыщенность 0,3; вязкости нефти 1,5 спз и воды 0,8 спз; $S_{wl} = 0,2$, $S_{wc} = 0,2$, $S_{or} = 0,2$, $K_{rw100\%} = 0,85$, $K_{row} = 1,0$. В углах модели размещены 4 нагнетательные скважины, в центре добывающая скважина. На нагнетательных и добывающей скважинах заданы управления по забойным давлениям 45 и 5 Мпа.

Результаты расчетов для разных значений параметра нелинейности θ приведены на рисунках 4, 5. Для всех вариантов приняты одинаковые КИН и конечная обводненность добывающей скважины — 98 %. Настройка КИН выполнена подбором доли адсорбированной нефти φ (1): для модели линейной фильтрации $\varphi = 0,4$, для модели нелинейной фильтрации: $\theta = 50$, $\varphi = 0,330$ и $\theta = 15$, $\varphi = 0,215$. Параметр φ подобран в результате адаптации моделей по параметру «накопленная добыча нефти». Параметр φ определяет неизвлекаемую долю нефти от начальной нефтенасыщенности коллектора при вытеснении нефти водой: φ увеличивает долю подвижной нефти в областях с большими капиллярными числами и уменьшает ее в областях с малыми капиллярными числами (см. рис. 2).

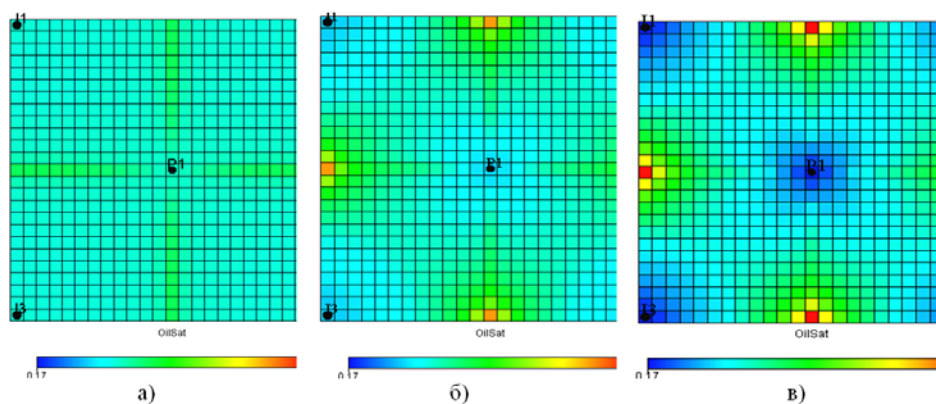


Рис. 4. Расчетные поля остаточной нефтенасыщенности S_o для моделей линейной (а) — $\theta = \infty$ и нелинейной (б) — $\theta = 50$; (в) — $\theta = 15$ фильтрации

Отношение критической и начальной нефтенасыщенностей S_{or}/S_{oi} , конечные точки относительных фазовых проницаемостей K_{rwr} , K_{row} в модели с динамическими ОФП существенно зависят от капиллярных чисел и скоростей фильтрации (рис. 5 б). Эти зависимости позволяют рассчитывать текущий коэффициент охвата вытеснением и целики нефти. Для этого достаточно определить долю подвижных запасов нефти в расчетных ячейках

цифровой фильтрационной модели, вычислив разность критической S_{or} и текущей S_o нефтенасыщенностей. В модели со статическими ОФП (линейная модель, рис. 5 а) критическая нефтенасыщенность S_{or} не зависит от скорости фильтрации флюидов, и поэтому расчет текущего коэффициента охвата вытеснением невозможен в принципе.

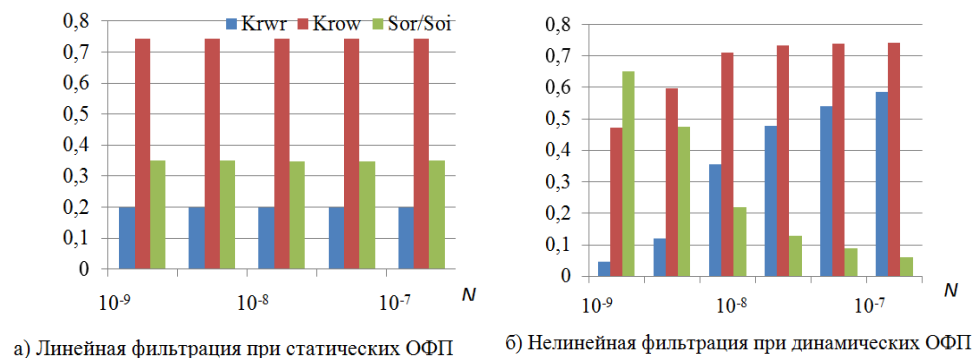


Рис. 5. Распределения параметров K_{rwr} , K_{row} , S_{or}/S_{oi} по капиллярным числам N для линейной (а) и нелинейной (б) фильтрации ($\vartheta = 15$)

Аналогично в моделях с динамическими ОФП можно выделить дренируемые/недренируемые расчетные ячейки и долю недренируемых запасов нефти в них. Эти ячейки и запасы нефти образуют целики нефти (красные и желтые ячейки на рис. 4 б и 4 в). В данной модели недренируемые запасы в целиках нефти составляют около 23 % начальных извлекаемых запасов нефти — 80 тыс. м³ нефти. Эти недренируемые запасы (см. рис. 4 в) не могут быть отобраны имеющейся добывающей скважиной, так как в этих ячейках скорости фильтрации и капиллярные числа N — малы, расчетная критическая нефтенасыщенность близка к текущей, и отсутствует подвижная нефть (см. формулу (1) и рис. 2). Для вовлечения в разработку запасов нефти недренируемых зон необходимо увеличить в этих зонах скорости фильтрации флюидов. Для этого необходимо либо изменить режимы работы нагнетательных скважин и направления фильтрационных потоков пластовых флюидов, либо разместить уплотняющие скважины в недренируемых зонах.

Для сравнения: в модели со статическими ОФП (см. рис. 4 а) все ячейки и запасы нефти охвачены вытеснением полностью и выделить недренируемые запасы и целики нефти — невозможно.

Важно, что линейная и нелинейные модели (см. рис. 4) имеют одинаковые традиционные фильтрационно-емкостные свойства и отличаются только значениями параметров нелинейности θ и φ . Таким образом, переход к динамическим ОФП позволяет реализовать в цифровых фильтрационных моделях новые возможности — выделять дренируемые и недренируемые запасы нефти, рассчитывать целики нефти и текущий коэффициент охвата вытеснением запасов нефти.

Выводы

В статье обобщены и исследованы формулы динамического расчета относительных фазовых проницаемостей в цифровых моделях. Этот динами-

ческий расчет сводится к расчету остаточной нефтенасыщенности и конечных точек относительных фазовых проницаемостей в зависимости от скорости фильтрации пластовых флюидов и капиллярных чисел. Переход от статических к динамическим ОФП позволяет реализовать в цифровых фильтрационных моделях новые возможности: выделять дренируемые и недренируемые запасы нефти, рассчитывать целики нефти и текущий коэффициент охвата вытеснением запасов нефти.

На примере элемента пятиточечной системы разработки нефтяной залежи показана возможность расчета целиков нефти. Эта возможность реализована варьированием параметра нелинейности процессов фильтрации при неизменных фильтрационно-емкостных свойствах модели залежи нефти.

Библиографический список

1. Михайлов, Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – Москва : Недра, 1992. – 270 с. – Текст : непосредственный.
2. Basak, P. Non-Darcy Flow and its Implications to Seepage Problems / P. Basak. – DOI 10.1061/jrcea4.0001172. – Text : direct // Journal of the Irrigation and Drainage Division. – 1977. – Vol. 103, Issue 4. – P. 459–473.
3. Попков, В. И. Использование зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа в задачах трехмерного гидродинамического моделирования залежей нефти и газа / В. И. Попков, С. В. Зацепина, В. П. Шакшин. – Текст : непосредственный // Математическое моделирование. – 2005. – Т. 17, № 2. – С. 92–102.
4. Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений / В. А. Байков, А. В. Колонских, А. К. Макастров [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 52–56.
5. Михайлов, Н. Н. Моделирование распределения остаточной нефти в заводненном неоднородном пласте / Н. Н. Михайлов, В. И. Полищук, З. Р. Хазигалеева. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 36–39.
6. Fjelde, I. Critical Aspects in Surfactant Flooding Procedure at Mixed-wet Conditions / I. Fjelde, A. Lohne, K. P. Abeyasinghe. – Text : electronic // EUROPEC 2015, Madrid, Spain, 1–4 June 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/174393-ms>.
7. Черемисин, Н. А. Методика обоснования остаточной нефтенасыщенности при водонапорном режиме эксплуатации пластов / Н. А. Черемисин, В. П. Сонич, Ю. Е. Батурин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 52–58.
8. Условия формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах при их заводнении / Н. А. Черемисин, В. П. Сонич, Ю. Е. Батурин, В. А. Дроздов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 40–46.
9. Черемисин, Н. А. Влияние неравновесного распределения фаз на процесс нефтеизвлечения из низкопроницаемых коллекторов / Н. А. Черемисин, В. П. Сонич, А. В. Пневских. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : третья научно-практическая конференция, Ханты-Мансийск, 27–30 марта 2000 года. – Ханты-Мансийск : Путиведь, 2000. – С. 64–67.
10. Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов / Н. А. Черемисин, В. П. Сонич, Ю. Е. Батурин, Н. Я. Медведев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 38–42.
11. Лысенко, В. Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко, Э. Д. Мухарский. – Москва : Недра, 1975. – 176 с. – Текст : непосредственный.
12. Blom, S.M.P. How to Include the Capillary Number in Gas Condensate Relative Permeability Functions? / S.M.P. Blom, J. Hagoort. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27–30 September 1998. – URL: <https://doi.org/10.2118/49268-ms>.

13. Костюченко, С. В. Прямой расчет коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании / С. В. Костюченко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 10. – С. 58–61.
14. Костюченко, С. В., Зимин, С. В. Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока / С. В. Костюченко, С. В. Зимин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 1. – С. 56–60.

References

1. Mikhaylov, N. N. (1992). *Ostatnochnoe neftenasyschchenie razrabatyvaemykh plastov*. Moscow, Nedra Publ., 270 p. (In Russian).
2. Basak, P. (1977). Non-Darcy Flow and its Implications to Seepage Problems. *Journal of the Irrigation and Drainage Division*, 103(4), pp. 459-473. (In English). DOI: 10.1061/jrcea4.0001172
3. Popkov, V. I., Zatssepina, S. V., & Shakshin, V. P. (2005). Using relative permeabilities dependent on capillary number in hydrodynamic models of oil and gas fields. *Mathematical Models and Computer Simulations*, 17(2), pp. 92-102. (In English).
4. Baikov, V. A., Kolonskikh, A. V., Makatrov, A. K., Politov, M. E., Telin, A. G., & Yakasov, A. V. (2013). Nonstationary filtration in low-permeable reservoirs under low pressure gradient conditions. *Oil Industry*, (10), pp. 52-54. (In Russian).
5. Mikhailov, N. N., Polishchuk, V. I. & Khazigaleeva, Z. R. (2014). Modeling of residual oil distribution in flooded heterogeneous formations. *Oil Industry*, (8), pp. 36-39. (In Russian).
6. Fjelde, I. Lohne, A., & Abeysinghe, K. P. (2015). Critical Aspects in Surfactant Flooding Procedure at Mixed-wet Conditions. EUROPEC 2015, Madrid, Spain, June 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/174393-ms>
7. Cheremisin, N. A., Sonich, V. P., & Baturin, Yu. E. (1997). Metodika obosnovaniya ostatnochnoy neftenasyschchennosti pri vodonapornom rezhime ekspluatatsii plastov. *Oil Industry*, (9), pp. 52-58. (In Russian).
8. Cheremisin, N. A., Sonich, V. P., Baturin, Yu. E. & Drozdov, V. A. (1997). Usloviya formirovaniya ostatnochnoy neftenasyschchennosti v polimiktovykh kollektorakh pri ikh zavodnenii. *Oil Industry*, (9), pp. 40-46. (In Russian).
9. Cheremisin, N. A., Sonich, V. P., & Pnevskykh, A. V. (2000). Vliyanie neravnovesnogo raspredeleniya faz na protsess nefteizvlecheniya iz nizkopronitsaemykh kollektorov. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO: tret'ya nauchno-prakticheskaya konferentsiya, March, 27-30, 2000. Khanty-Mansiysk, Putived' Publ., pp. 64-67. (In Russian).
10. Cheremisin, N. A., Sonich, V. P., Baturin, Yu. E., & Medvedev, N. Ya. (2002). Basic physics of increasing the efficiency of developing granulated reservoirs. *Oil Industry*, (8), pp. 38-42. (In Russian).
11. Lysenko, V. D., & Mukharskiy, E. D. (1975). *Proektirovanie intensivnykh sistem razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy*. Moscow, Nedra Publ, 176 p. (In Russian).
12. Blom, S.M.P., & Hagoort, J. (1998). How to Include the Capillary Number in Gas Condensate Relative Permeability Functions? SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 1998. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/49268-ms>
13. Kostyuchenko, S. V. (2006). Direct calculation of the current sweep efficiency at geologic-hydrodynamic modeling. *Oil Industry*, (10), pp. 58-61. (In Russian).
14. Kostyuchenko, S. V., & Zimin, S. V. (2005). Efficiency quantitative analysis of flooding systems based on flow line models. *Oil Industry*, (1), pp. 56-60. (In Russian).

Сведения об авторах

Костюченко Сергей Владимирович, д. т. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Черемисин Николай Алексеевич, к. т. н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Sergey V. Kostyuchenko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Nikolay A. Cheremisin, Candidate of Engineering, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

УДК 550.82

**Проблематика адаптации модели газоконденсатной залежи в условиях
малого объема и низкой достоверности исходных данных**

П. А. Шульгин^{1*}, Е. В. Рауданен¹, Р. Р. Шакиров²

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

²ООО «Кыньско-Часельское нефтегаз», г. Тюмень, Россия

*e-mail: pashulgin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема адаптации гидродинамической модели (ГДМ) газоконденсатной залежи при малом количестве и низкой достоверности промысловых и лабораторных исследований. Цель работы — качественный прогноз разработки. В рамках поставленной задачи изучены все имеющиеся результаты анализов глубинных проб пластового флюида. Проведен анализ состава проб воды, отобранной в процессе разработки; данных месячных эксплуатационных рапортов; замеров установки для газоконденсатных исследований скважин. Проведена адаптация ГДМ путем проведения многовариантных расчетов. Продемонстрирован подход к ретроспективному анализу промысловых и лабораторных данных с целью снятия неопределенностей при проектировании разработки. Выполненная работа позволила определить наиболее вероятное содержание компонентов C_{5+} в пластовом газе, а также оценить риск продвижения пластовой воды в залежь в будущем. При проектировании разработки с целью снижения темпов обводнения скважин рекомендовано исключить две крайние скважины. Рассмотрен вариант перевода части газовых скважин в водозаборные на стадии падающей добычи, что позволит снизить темпы обводненности всего промысла.

Ключевые слова: газоконденсатная залежь; кривая конденсатосодержания; генезис воды; гидродинамическая модель; многовариантные расчеты

**The problem of adapting the gas-condensate reservoir model under
conditions of a low volume and low reliability of the initial data**

Pavel A. Shulgin^{1*}, Evgeniya V. Raudanen¹, Ravil R. Shakirov²

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²Kynsko-Chaselskoe neftegas LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: pashulgin@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article is dedicated to the problem of adapting the hydrodynamic model of a gas-condensate reservoir with a low volume and low reliability of the field and laboratory data. The purpose of the work is a qualitative reservoir development forecast. All available formation fluid downhole samples were studied. The authors analyzed water samples taken during the reservoir development process. The monthly production reports data and the gas-condensate well testing installation measurements were used in the article. The authors carried out the hydrodynamic model multivariate calculations in order to mathematically repeat historical waterflooding. An approach to the retrospective analysis of the production and laboratory data is shown in order to remove uncertainties in the reservoir and production engineering. The work performed made it possible to determine the

most probable content of C_{5+} components in the reservoir gas, as well as to assess the risk of the future formation water invasion into the reservoir. As a result of this work, it was recommended to exclude two edge wells in order to reduce the gas well waterflooding. In addition, the authors calculated an improved reservoir development variant. They proposed to transfer a part of gas wells to water wells at the stage of declining production. This operation will reduce the reservoir waterflooding rate.

Key words: gas-condensate reservoir; condensate content curve; water genesis; hydrodynamic model; multivariate calculations

Введение

Будущее добычи углеводородного сырья (УВС) на севере Западной Сибири в настоящее время связано с освоением сравнительно небольших месторождений (извлекаемые запасы газа 50–100 млрд м³), к проектированию разработки которых требуется тщательный подход. Группа таких месторождений расположена в пределах Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Освоение этих месторождений осуществляется медленно, что в немалой степени связано с природно-географическими условиями местности, характеризующимися суровостью и труднодоступностью. Основными углеводородами по объемам запасов этих месторождений являются газ и конденсат. Некоторые месторождения находились в разработке, но в настоящее время законсервированы [1].

Доля конденсата высока от общей продажи УВС. Газоконденсат является вторичным продуктом, выделяемым из добываемого газа, однако в объеме выручки его доля может достигать 50 % и более. Для планирования разработки газоконденсатных залежей и обустройства промысла необходим комплексный подход.

В данной статье на примере газоконденсатной залежи одного месторождения из вышеупомянутой группы показана вариативность кривой потенциального содержания компонентов C_{5+} в пластовом газе и источников обводнения газоконденсатных скважин в условиях малого объема и низкой достоверности исходных данных. Данная информация необходима для достоверного прогнозирования разработки после расконсервации этого месторождения.

Объект и методы исследования

Рассматриваемый в работе газоконденсатный объект — Ю₁⁰ — основной на месторождении. Пробурена 21 газовая скважина. Разработка объекта Ю₁⁰ велась с 2005 по 2007 гг. Объект разрабатывался в режиме истощения. Выработка запасов составляет 10 % — начальная стадия разработки.

На 01.01.2021 месторождение находится в консервации по причине отсутствия промыслового обустройства.

Краткая геолого-физическая характеристика объекта приведена в таблице 1.

Для объекта Ю₁⁰ выделяются две основные неопределенности:

- 1) начальное содержание компонентов C_{5+} в пластовом газе;
- 2) генезис добываемой воды в период разработки 2005–2007 гг.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика пласта Ю₁⁰

Параметр	Единица измерения	Ю ₁ ⁰
Абсолютная отметка залегания кровли, м	м	2 677,4
Тип коллектора	м	Терригенный
Площадь нефтеносности	тыс. м	—
Площадь газоносности	тыс. м ²	129 983
Средняя газонасыщенная толщина	м	12,2
Коэффициент пористости, доли ед.	м	0,17
Коэффициент газонасыщенности	д.ед.	0,7
Проницаемость	мД	77
Коэффициент песчаности	д.ед.	0,68
Расчлененность	—	8
Начальная пластовая температура,	°С	77
Начальное пластовое давление	МПа	29

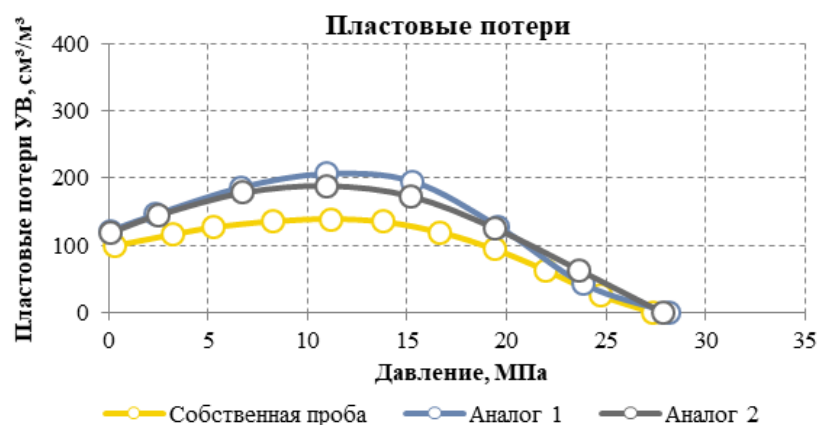
Для определения наиболее достоверного содержания компонентов С₅₊ в пластовом газе проведено сравнение собственных проб газа с пластами-аналогами, привлечены результаты газоконденсатных исследований (ГКИ).

Генезис воды установлен в результате анализа отобранных проб воды, оценки водогазового фактора (ВГФ), расположения скважин относительно внешнего контура газоносности.

Адаптация гидродинамической модели выполнена путем проведения многовариантных расчетов.

Результаты

Для определения зависимости содержания газоконденсатных компонентов С₅₊ в пластовом газе от давления в первую очередь рассмотрены собственные пробы газа пласта Ю₁⁰. Определена единственная кондиционная проба [2]. Проведено сравнение пластовых потерь компонентов С₅₊ с пластами-аналогами (рис. 1).

Рис. 1. Сравнение пластовых потерь конденсата объекта Ю₁⁰ и пластов-аналогов

С учетом результатов исследований скважин пластов-аналогов и текущего представления о свойствах изучаемого объекта (по кондиционной пробе) рекомендовано использование собственных результатов для создания флюидальной модели.

Отметим существующие неопределенности при создании флюидальной (PVT) модели пласта Ю₁⁰:

- предположительно, давление начала конденсации выше давления отбора проб;
- состав газоконденсата одной и той же пробы отличается в разных источниках (подсчет запасов, отчет PVT-исследований сторонней организации).

Созданы три возможные PVT-модели пластового газа на основе пробы из скв. 6. На рисунке 2 представлены три полученные зависимости потенциального содержания С₅₊ от пластового давления. Также на диаграмму нанесены фактические результаты ГКИ до разработки, во время разработки, а также после консервации залежи в 2015 году.

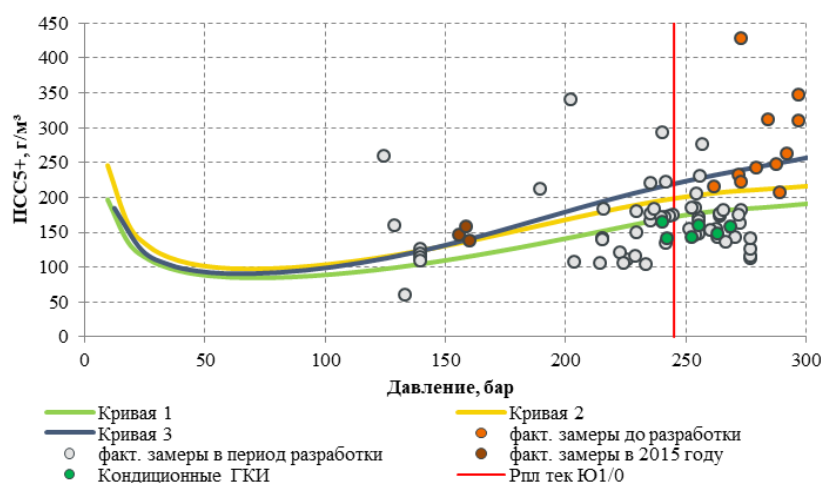


Рис. 2. Кривые конденсатосодержания для условий пласта Ю₁⁰

Кривая 2 согласуется с фактическими значениями конденсатогазового фактора и позволяет точнее повторить фактическую динамику добычи конденсата. Данная PVT-модель рекомендуется к использованию в расчетах прогнозных профилей добычи.

Рассмотрим вторую ключевую неопределенность: генезис добываемой воды в период разработки 2005–2007 гг.

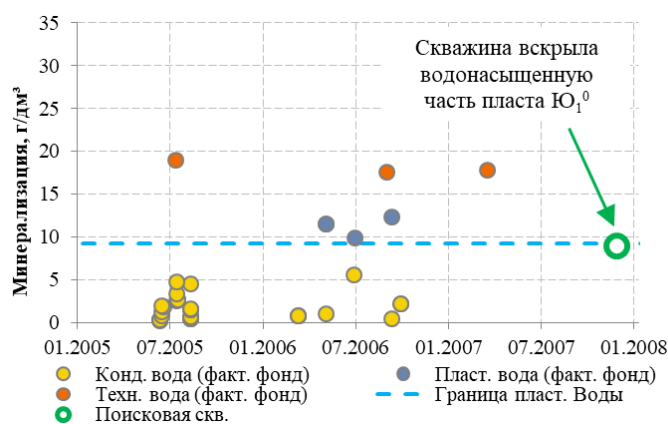
В процессе разработки залежи Ю₁⁰ отмечается присутствие воды практически во всех эксплуатационных скважинах.

Для определения типа добываемой воды привлечены результаты гидрохимического анализа проб воды, данные замеров дебитов установки для газоконденсатных исследований скважин (УГИС) в процессе разработки, данные месячных эксплуатационных рапортов (МЭР), учтено расположение скважин относительно внутреннего и внешнего контуров газоносности (табл. 2). Сопоставление минерализации проб воды представлено на рисунке 3.

Определение генезиса добываемой воды

Номер скважины	ЧГЗ ¹ / ВГЗ ²	Достигаемый ВГФ по УГИС (кондиционные замеры), г/м ³		Минерализация проб воды, мг/дм ³		Доля типа воды по методике ИПНГ РАН ³ , доли единиц			Комментарий
		Пластовая вода	Фактический замер	Пластовая вода	Проба из скважины	Конденсационная вода	Техническая вода	Пластовая вода	
1	ЧГЗ	≈ 20–30	12	9 200	17 800	0,3	0,7	0,0	Техническая вода
2	ЧГЗ	≈ 20–30	6	9 200	—	—	—	—	Конденсационная вода
3	ЧГЗ	≈ 20–30	5	9 200	4 500	0,9	0,1	0,0	Конденсационная вода
4	ВГЗ	≈ 20–30	20	9 200	—	—	—	—	Пластовая вода
5	ВГЗ	≈ 20–30	28	9 200	11 892	0,3	0,0	0,7	Пластовая вода
6	ЧГЗ	≈ 20–30	1	9 200	400	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
7	ЧГЗ	≈ 20–30	12	9 200	1500	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
8	ЧГЗ	≈ 20–30	3	9 200	—	—	—	—	Конденсационная вода
9	ЧГЗ	≈ 20–30	6	9 200	500	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
10	ЧГЗ	≈ 20–30	6	9 200	2500	0,9	0,0	0,1	Конденсационная вода
11	ЧГЗ	≈ 20–30	7	9 200	780	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
12	ЧГЗ	≈ 20–30	3	9 200	500	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
13	ЧГЗ	≈ 20–30	3	9 200	3 760	0,8	0,2	0,0	Конденсационная вода
14	ЧГЗ	≈ 20–30	14	9 200	29 600	0,7	0,2	0,1	Техническая вода
15	ЧГЗ	≈ 20–30	7	9 200	1 250	0,9	0,0	0,1	Конденсационная вода
16	ЧГЗ	≈ 20–30	16	9 200	1 600	0,9	0,0	0,1	Конденсационная вода
17	ВГЗ	≈ 20–30	11	9 200	940	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
18	ЧГЗ	≈ 20–30	14	9 200	800	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
19	ЧГЗ	≈ 20–30	7	9 200	500	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
20	ВГЗ	≈ 20–30	3	9 200	6 175	0,8	0,2	0,0	Конденсационная вода
21	ВГЗ	≈ 20–30	6	9 200	1 967	0,9	0,0	0,1	Конденсационная вода

Примечание: 1 — чисто газовая зона залежи; 2 — водогазовая зона залежи; 3 — Институт проблем нефти и газа Российской академии наук

Рис. 3. Минерализация проб воды пласта Ю₁⁰

С целью адаптации на добычу пластовой воды скв. 4 и 5 выполнены многовариантные расчеты с варьированием наиболее чувствительных гидродинамических параметров: критической водонасыщенности (SWCR, рис. 4) и максимальной относительной фазовой проницаемостью по воде (KRWR, рис. 5) [3–5].

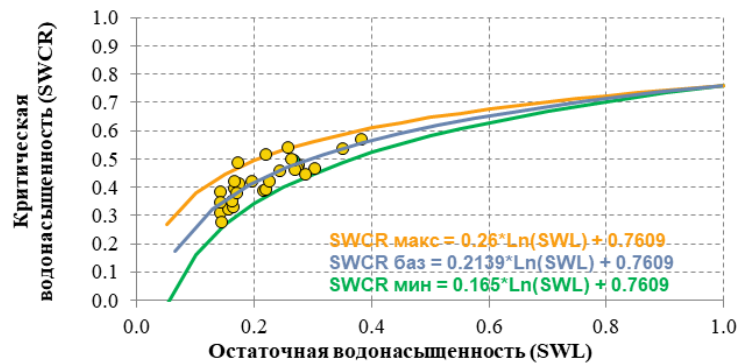


Рис. 4. Зависимость критической водонасыщенности от остаточной водонасыщенности

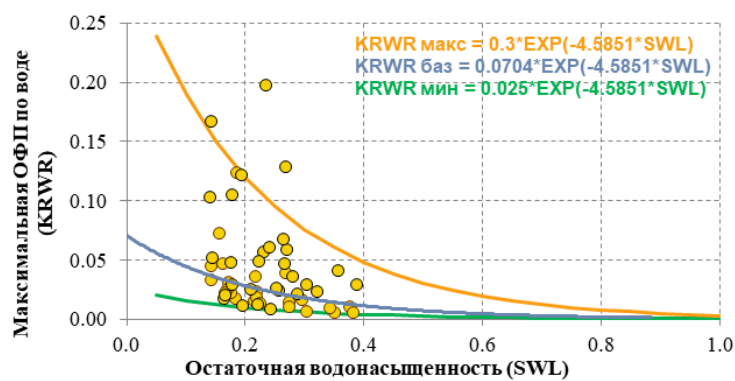


Рис. 5. Зависимость максимальной относительной фазовой проницаемости по воде от остаточной водонасыщенности

В результате многовариантных расчетов удалось подобрать зависимости, позволяющие смоделировать исторический процесс обводнения залежи Ю₁⁰. Результаты адаптации представлены на рисунках 6 и 7.

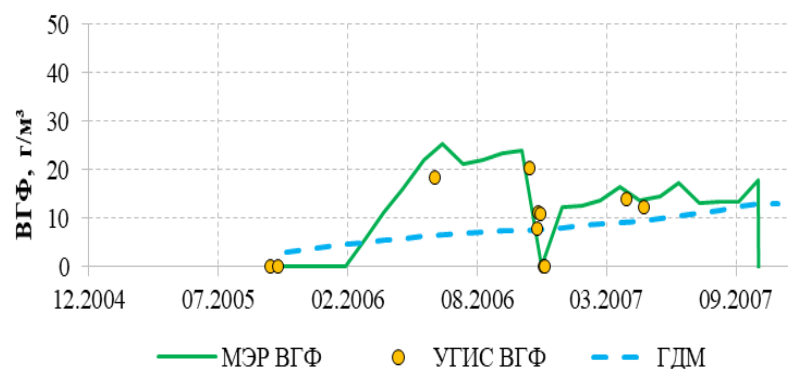


Рис. 6. Адаптация скв. 4 на фактический водогазовый фактор

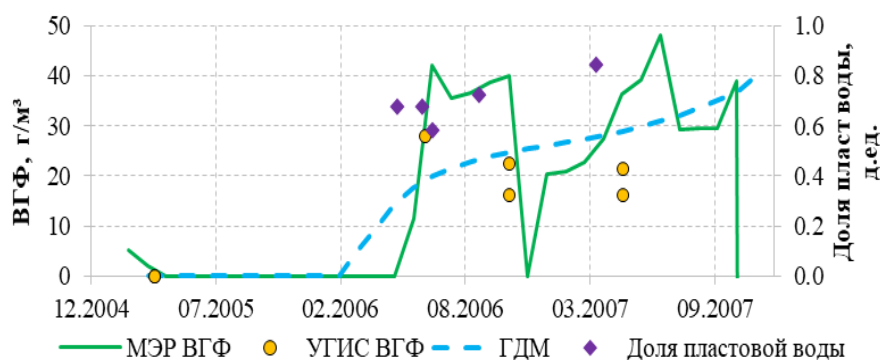


Рис. 7. Адаптация скв. 5 на фактический водогазовый фактор

Обсуждение

В отличие от чисто газовых месторождений, газоконденсатные разрабатываются для получения не только газа, но и высокомолекулярных компонентов — газового конденсата, ценнейшего сырья нефтехимического производства. Нередко конденсат является основным целевым сырьем.

В условиях пласта Ю₁⁰ при выборе наиболее достоверной кривой потенциального содержания компонентов C₅₊ в пластовом газе (см. рис. 2) учитывались результаты ГКИ до разработки, кондиционные исследования в процессе разработки, а также ГКИ 2015 года. Кривая 2 не противоречит аналогам и является наиболее достоверной при текущей степени изученности PVT-свойств пласта.

Информация о возможном внедрении воды в залежь углеводородов важна как при проектировании разработки, так и на последующих стадиях эксплуатации месторождения. На всех этапах разработки газовых месторождений очень важно проведение гидрохимического мониторинга. Результаты анализов проб воды, отобранных до начала и в процессе разработки залежи, позволяют прогнозировать, а во многих случаях предотвращать последующее обводнение залежи. Основа применения метода — различие состава вод разных типов, таких как пластовые, техногенные и конденсационные [6].

Для определения типа воды в притоке использована методика Института проблем нефти и газа Российской академии наук. Суть метода заключается в расчете генетических коэффициентов воды на основе компонентного состава, минерализации, ВГФ, пластовых и устьевых давлений и температур [7].

Выполненный анализ показал, что однозначно пластовая вода фиксируется по скв. 4. По данной скважине отмечается высокий ВГФ по данным МЭР и УГИС, минерализация соответствует пластовой воде, скважина расположена в водогазовой зоне залежи. Несмотря на отсутствие проб воды, по скв. 5 также установлено присутствие пластовой воды. Скважина расположена вблизи внешнего контура газоносности, по данным МЭР и УГИС фиксируется высокий ВГФ.

В общем притоке остальных скважин залежи Ю₁⁰ получена в основном конденсационная вода. По двум скважинам получена техническая вода.

На период прогноза принято решение не задействовать скв. 4 и 5, по которым в исторический период фиксируется добыча пластовой воды. Влияние выполненной настройки модели на прогнозную добычу представлено на рисунках 8 и 9.

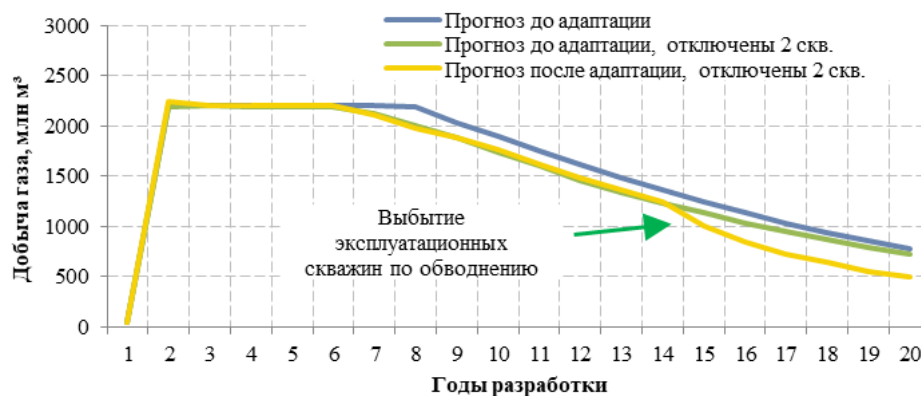


Рис. 8. Сравнение прогнозной добычи газа до и после адаптации модели

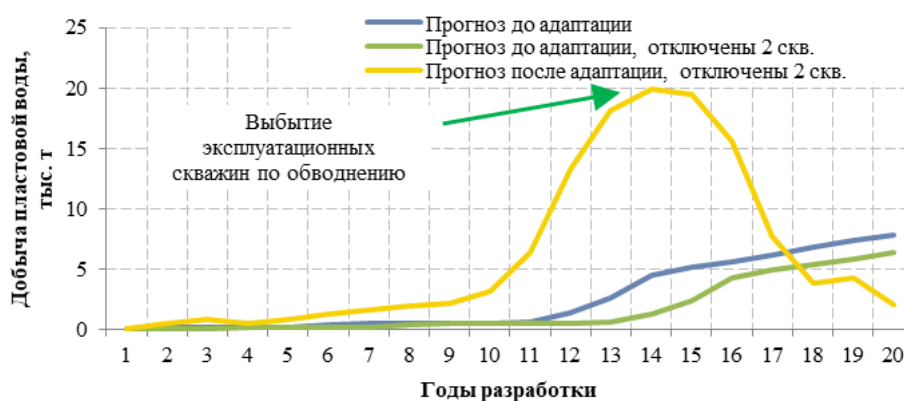


Рис. 9. Сравнение прогнозной добычи пластовой воды до и после адаптации модели

Влияние активного аквифера становится ощутимым после 14 лет разработки залежи.

В своей работе Р. И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов [8] отмечают возможность управления процессом продвижения пластовой воды для снижения потерь запасов газа из-за защемления и преждевременного обводнения скважин. Для этого часть скважин на месторождении может быть переведена на отбор воды или водогазовой смеси, в том числе на форсированном режиме. Очевидно, при разработке залежи с отбором больших объемов воды важно утилизировать добываемую воду, например, использовать ее для закачки в эксплуатируемые нефтяные или отработанные газовые пласты.

Рассмотрен дополнительный вариант разработки пласта Ю₁⁰ с переводом четырех обводненных скважин на добычу пластовой воды через 14 лет разработки (рис. 10).

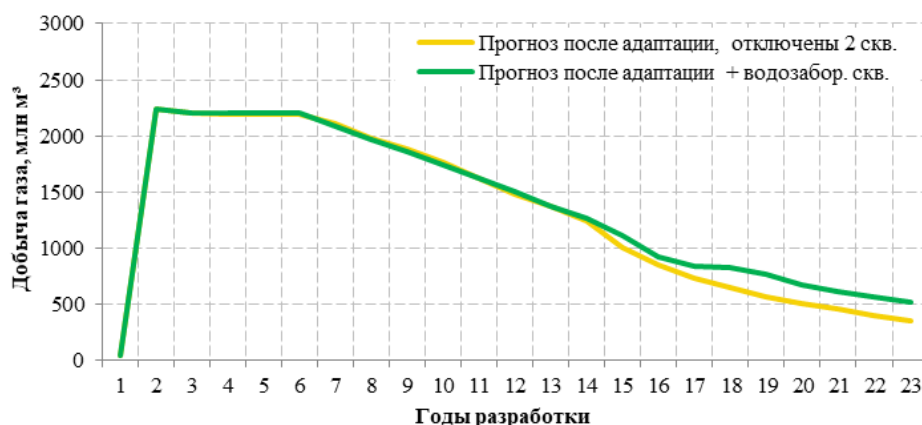


Рис. 10. Эффект от перевода обводненных скважин на форсированный отбор воды

Данные мероприятия позволили отсрочить обводнение основных скважин в чисто газовой зоне залежи и дополнительно добыть 800 млн м³ газа за 30 лет разработки. Добываемую пластовую воду необходимо утилизировать путем закачки через поглощающие скважины в водонасыщенную часть юрских пластов с соблюдением химической совместимости вод. Часть добываемой пластовой воды можно использовать для поддержания пластового давления в нефтяных залежах этого же месторождения. Объемы добычи воды показаны на рисунке 11.

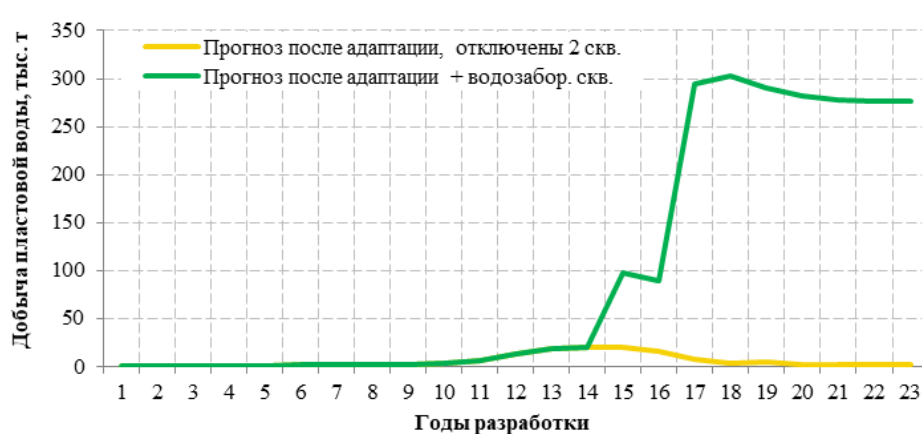


Рис. 11. Прогнозная добыча пластовой воды при переводе части фонда на добычу воды

Выводы

Авторами статьи решена задача прогнозирования разработки газоконденсатной залежи при малом объеме и низкой достоверности исходных данных. С целью уверенного планирования добычи газоконденсата определено наиболее вероятное потенциальное содержание C₅₊ в пластовом газе. Для этого привлечены данные глубинных проб, ГКИ, а также данные пластов-аналогов. Для оценки рисков продвижения пластовой воды в залежь в процессе разработки проведен анализ имеющихся проб воды, данных МЭР, УГИС, расположения скважин, привлечена методика определения генезиса добываемой воды Института проблем нефти и газа Россий-

ской академии наук. По результатам выполненного анализа определены источники обводнения ключевой газоконденсатной залежи месторождения. Путем проведения многовариантных расчетов выполнена адаптация гидродинамической модели, определено влияние характера внедрения пластовой воды на прогнозный профиль добычи УВС. С целью минимизации возможных потерь добычи газа и конденсата рекомендовано исключить две краевые скважины.

Дополнительно рассмотрен вариант перевода части обводняющегося фонда скважин на добычу пластовой воды в будущем, что позволит избежать преждевременного обводнения наиболее продуктивных эксплуатационных газовых скважин центральной части залежи. Несмотря на полученный прирост в накопленной добыче газа, данный вариант требует дополнительной проработки, поскольку объемы добываемой воды — значительные, а ее использование для целей поддержания пластового давления не до конца решает проблему ее утилизации.

Библиографический список

1. Якимов, И. Е. Концептуальные подходы к освоению месторождений Харампурско-Часельской зоны / И. Е. Якимов, А. В. Кустышев, А. Н. Нестеренко [и др.]. — Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. — 2012. — № 2. — С. 43–45.
2. Зотов, Г. А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин : инструкция / Г. А. Зотов, З. С. Алиев ; Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов. — Москва : Недра, 1980. — 303 с. — Текст : непосредственный.
3. Баранов, В. Е. Прикладное моделирование пласта : учебное пособие / В. Е. Баранов, С. Х. Куреленков, Л. В. Шевелева ; Томский политехнический университет. — Томск : ТПУ, 2008. — 103 с. — Текст : непосредственный.
4. Баранов, В. Е. Разработка коллектора : учебное пособие / В. Е. Баранов, М. Р. Камартидинов, Т. Г. Кузьмин [и др.] ; Томский политехнический университет. — Томск : ТПУ, 2010. — 169 с. — Текст : непосредственный.
5. Деева, Т. А. Физика пласта : учебное пособие / Т. А. Деева ; Томский политехнический университет. — Томск : ТПУ, 2010. — 81 с. — Текст : непосредственный.
6. Киреева, Т. А. Нефтегазопромысловая гидрогеохимия и гидрогеодинамика : учебное пособие / Т. А. Киреева ; Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова. — Москва : МГУ, 2016. — 217 с. — Текст : непосредственный.
7. Рахбари, Н. Ю. Определение генезиса вод газовых месторождений (на примере месторождения Медвежье) / Н. Ю. Рахбари. — Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. — 2014. — Т. 10, № 4 (53). — С. 24.
8. Вяхирев, Р. И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений = Development and exploitation of gas fields / Р. И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. — Москва : Недра, 2002. — 880 с. — Текст : непосредственный.

References

1. Yakimov, I. E., Kustyshev, A. V., Nesterenko, A. N., Panina, M. E., & Merkushev, M. I. (2012). Kontseptual'nye podkhody k osvoeniyu mestorozhdeniy Kharampursko-Chasel'skoy zony. *Nauka i TEK*, (2), pp. 43-45. (In Russian).
2. Zotov, G. A. & Aliev, Z. S. (1980). *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensat-nykh plastov i skvazhin: instruktsiya*. Moscow, Nedra Publ., 303 p. (In Russian).
3. Baranov, V. E., Kurelenkov, S. Kh., & Sheveleva, L. V. (2008). *Prikladnoe modelirovanie plasta*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 103 p. (In Russian).

4. Baranov, V. E., Kamartdinov, M. R., Kuzmin, T. G., Kurelenkov, S. Kh., & Molodykh, P. V. (2010). Razrabotka kollektora. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 169 p. (In Russian).
5. Deeva, T. (2010). Fizika plasta. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 81 p. (In Russian).
6. Kireeva, T. A. (2016). Neftegazopromyslovaya gidrogeokhimiya i gidrogeodinamika. Moscow, Lomonosov Moscow State University Publ., 217 p. (In Russian).
7. Rakhbari, N. Yu. (2014). Opredelenie genezisa vod gazovykh mestorozhdeniy (na primere mestorozhdeniya Medvezh'e). Academic Journal of West Siberia, 10(4(53)), pp. 24. (In Russian).
8. Vyakhirev, R. I., Gritsenko, A. I., & Ter-Sarkisov, R. M. (2002). Development and exploitation of gas fields. Moscow, Nedra Publ., 880 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Шульгин Павел Алексеевич, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень, e-mail: pashulgin@tnnc.rosneft.ru

Рaudanen Евгения Валерьевна, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень

Шакиров Равиль Рамильевич, начальник управления, ООО «Кынского-Часельское нефтегаз», г. Тюмень

Information about the authors

Pavel A. Shulgin, Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: pashulgin@tnnc.rosneft.ru

Evgeniya V. Raudanen, Team Leader, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Ravil R. Shakirov, Head of the Department, Kynsko-Chaselskoe neftegas LLC, Tyumen

Информационные технологии, автоматизация и управление в нефтегазовой отрасли

Information technologies, automation and management in the oil and gas industry

25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-5-188-194

УДК 332.3

Инструмент оперативной оценки экономической привлекательности синергетического развития газовых и газоконденсатных месторождений

И. Ш. Фоменко^{1*}, Т. И. Садыков¹, О. А. Ядрышникова¹, И. В. Гулевич¹,
М. В. Криволапова¹, И. С. Шарапова¹, А. С. Андреев², В. Г. Мазницына³,
В. О. Струговец³

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

²ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», г. Тюмень, Россия

³ПАО «НК «Роснефть», г. Москва, Россия

*e-mail: isfomenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Одним из ключевых стратегических направлений долгосрочной программы развития нефтегазовой промышленности является развитие ресурсной базы, в том числе за счет приобретения новых лицензий на аукционах и конкурсах, проводимых российскими государственными органами. Для оперативного принятия решения о покупке лицензионного участка необходимо выполнение объективной технико-экономической оценки. Официальные ресурсы содержат минимум исходных данных для принятия решения, что привело к необходимости создания единой информационной системы для оценки участков недр, аккумулирования информации о новых нераспределенных участках.

В данной статье описываются основные возможности уникального информационного ресурса, разработанного специалистами ООО «Тюменского нефтяного научного центра», предназначенного для обеспечения специалистов Компании инструментом для оперативной оценки участков недр на основании комплексных параметров по геологии, разработке, обустройству и экономике с целью принятия решения о целесообразности приобретения актива.

Ключевые слова: алгоритм технико-экономических показателей; добыча газа; лицензионный участок

A tool for rapid assessment of the economic effect of synergistic development of gas and gas condensate fields

Irina S. Fomenko^{1*}, Timur I. Sadykov¹, Olga A. Yadryshnikova¹,
Irina V. Gulevich¹, Marina V. Krivolapova¹, Irina S. Sharapova¹,
Alexander S. Andreev², Valeria G. Maznitsyna³, Victoria O. Strugovets³

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²Kynsko-Chaselskoe neftegas LLC, Tyumen, Russia

³Rosneft Oil Company, Moscow, Russia

*e-mail: isfomenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract. One of the key strategic directions of the long-term program for the development of the oil and gas industry is the development of the resource base, including through the acquisition of new licenses at auctions and tenders held by Russian government agencies. To make a prompt decision to purchase a license area, it is necessary to carry out an objective technical and economic assessment. Official resources contain a minimum of initial data for making a decision, which led to the need to create a unified information system for assessing subsoil plots, accumulating information on new unallocated plots.

The article gives valuable information about the main capabilities of the unique information resource, which was developed by specialists of Tyumen Petroleum Scientific Center LLC. This information resource is intended to provide the Company's specialists with a tool for rapid assessment of subsurface areas based on complex parameters of geology, development, infrastructure and economics in order to make a decision on the feasibility of acquiring an asset.

Key words: algorithm of technical and economic indicators; gas production; block

Введение

Компания ПАО «НК «Роснефть» ориентирована на инновационное развитие, активно реализует стратегию внедрения цифровизации во все свои бизнес-процессы. На базе корпоративных научных центров Компания разрабатывает собственные специализированные программные комплексы, которые позволяют принимать эффективные, научно обоснованные решения и повышают экономические результаты деятельности.

Одной из стратегических целей Компании является развитие газового бизнеса. Увеличение объемов добычи природного газа и газового конденсата возможно в условиях эффективной разработки существующих активов, а также за счет расширения ресурсной базы путем приобретения лицензионных участков (ЛУ) нераспределенного фонда недр (НФН), выставляемых на аукционы (конкурсы) Федеральным агентством по недропользованию.

Для снижения рисков неэффективного инвестирования в активы и минимизации упущенной выгоды в конкурентной борьбе за новые инвестиционно-привлекательные проекты специалистами ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») разработан специализированный программный продукт «Информационный ресурс “Оценка участков недр”» (ИР «ОУН»).

Результатом внедрения продукта является инструмент экспресс-оценки потенциальных вариантов монетизации газа лицензионных участков, в том числе участков НФН, выставляемых на аукционах. ИР «ОУН» предоставляет возможность оперативно определить целесообразность детальной оценки ЛУ и последующей проработки технико-экономического обоснования приобретения актива, на основе которых принимаются решения об участии в аукционе, также возможно проведение оценки любого ЛУ в синергии с действующими и проектными активами Компании.

Объект и методы исследования

Геоинформационные системы уже достаточно давно и широко применяются в нефтегазовой отрасли России. Например, ФГИС «Автоматизированная система лицензирования недропользования» (ФГИС «АСЛН») [1] или «Система мониторинга недропользования (СМН)» [2] ориентированы на работу с большими объемами фактической информации с привязкой к картографическим данным. В отличие от перечисленных ГИС-систем, в ИР «ОУН» дополнительно содержатся инструменты для прогнозирования добычи углеводородов и экономической оценки участков недр, включая инструменты для поиска оптимальных решений по разработке, схеме обустройства и направлению реализации товарной продукции. Функционал программного продукта позволяет оперативно выполнять расчеты по заданным пользователем сценариям, реализована возможность выбора наиболее привлекательного с экономической точки зрения или приоритетного, исходя из комплексной стратегии развития газодобывающих кластеров, варианта. Оценку можно выполнять как по отдельным активам, так и с учетом их синергии с другими ЛУ, предусматривая инфраструктурные ограничения.

Создание в ИР «ОУН» структурированного хранилища ранее выполненных технико-экономических оценок активов и постоянная его актуализация обеспечивают быстрый доступ к исходной информации на стадии подбора аналогов, что повышает качество выполняемых оценок. Стандартизированные расчетные алгоритмы повышают скорость вычислений, позволяют оперативно выполнять оценку и принимать эффективные управленческие решения на самом раннем этапе, когда проходит экспресс-оценка целесообразности приобретения актива, или на более поздних периодах оценки разрабатываемых ЛУ с действующей инфраструктурой.

Скорость и точность инженерных расчетов в ИР «ОУН» достигается за счет программной реализации различных аналитических методик, в том числе апробированных опытом инженеров ПАО «НК «Роснефть».



Рисунок. Инструмент ИР «ОУН»

Скорость работы с программным обеспечением (ПО) обеспечивается интуитивным интерфейсом (рисунок). Для удобства пользователей реализована возможность визуализации расчетов на каждом этапе в табличном и графическом отображении, а также их интеграция в Microsoft Office (Excel, Word).

Процедура расчета технико-экономических показателей вариантов освоения актива реализована в виде последовательной работы с модулями «Геология», «Разработка», «Обустройство» и «Экономика».

Модуль «Геология» представлен перечнем объектов, соответствующих индексам рассматриваемых пластов каждого ЛУ. Каждый объект обладает набором данных, визуализированных в интерфейсе с помощью табличных форм. Это информация о запасах, ресурсах газа и конденсата и краткая геолого-физическая характеристика рассматриваемого объекта. Дополнительно реализован функционал для расчета ресурсного потенциала участков на основе вероятностного метода оценки, что позволяет не только загружать готовую оценку, но и формировать собственные варианты оценки ресурсного потенциала. Результатом работы данной функции ПО является получение подсчетных параметров и значений ресурсов газа и конденсата.

Отличительная особенность модуля — возможность получения данных из корпоративной базы объектов-аналогов, что значительно расширяет возможности информационной системы. Поступающая от геологических служб информация, как правило, содержит ограниченный набор данных. Использование базы объектов-аналогов позволяет дополнять информацию об объектах недостающими данными для дальнейшего анализа и расчета показателей разработки.

Алгоритмы расчета технологических показателей разработки в ИР «ОУН» основаны на применении преимущественно аналитических методов расчета, базирующихся на корреляционных зависимостях определения PVT-свойств флюидов, аналитических методов расчета продуктивности скважин для различных типов заканчивания, уравнении материального баланса и т. д. Реализованный алгоритм прогнозного расчета добычи предполагает представление пласта в виде однородного объема, моделирование осуществляется по методу средней скважины, что позволяет получать технологические показатели разработки почти моментально.

Ключевым преимуществом алгоритмов, реализованных в калькуляторах показателей разработки, является возможность проведения полностью автоматического расчета после задания исходных данных и сценарных условий расчета. Параметры базового варианта разработки (число скважин, тип заканчивания и т. п.) могут быть приняты по экспертным матрицам, полученным на основании накопленного опыта обоснования оптимальных проектных решений для различных газовых объектов Компании.

Результатом расчета в модуле «Разработка» является полный набор технологических показателей разработки в динамике по годам.

Одним из ключевых этапов оперативной инвестиционной оценки в ИР «ОУН» является выполнение автоматических расчетов физических мощностей и производительности объектов сбора, подготовки и транспортировки газа. Данная функция реализована в модуле «Обустройство».

На основании показателей разработки автоматически рассчитывается протяженность линейных объектов (трубопроводов, дорог, линий электро-

передач), происходит выбор технологии подготовки продукции и производительность площадочных объектов. Мощности и ввод дожимных компрессорных станций рассчитываются с учетом потерь давления в процессе сбора и подготовки продукции. Диаметры газопроводов внешнего транспорта определяются автоматически по нескольким вариантам монетизации на основании информации по точкам сдачи продукции, хранящимся в базе ИР «ОУН». Калькуляторы обустройства позволяют также оценить применение нетрадиционных решений: завод СПГ, завод GTL, применение мобильных установок подготовки углеводородов (УВ). Оценка капитальных вложений на строительство инфраструктуры осуществляется автоматически при помощи корпоративной базы объектов-аналогов.

В ИР «ОУН» реализованы конфигураторы обустройства, позволяющие пользователю самостоятельно формировать перечень площадочных объектов, варианты подготовки и внешней транспортировки продукции, как при автономной оценке, так и при синергетическом развитии группы ЛУ.

Завершающим этапом оценки в ИР «ОУН» является этап выполнения экономических расчетов, которые позволяют сформировать выводы об эффективности технологических решений с экономической точки зрения.

Итоговые показатели экономической эффективности могут либо подтвердить оптимальность предложенных сценариев, либо сигнализировать о необходимости поиска альтернативных вариантов развития актива. Выполнение экономических расчетов в ИР «ОУН» в общем виде базируется на корпоративных методиках оценки с учетом научных подходов [3] и реализовано в виде калькулятора.

Для выбора наиболее экономически привлекательного варианта развития проекта кроме чистого дисконтированного дохода предусмотрен расчет интегрального показателя Топт, который определяется в соответствии с правилами подготовки технических проектов¹. Применение данного показателя обосновано необходимостью согласованности корпоративных и регламентированных государством подходов к выбору варианта развития актива.

В качестве дополнительных аналитических инструментов реализованы опции анализа чувствительности в формате «Tornado chart» с целью выявления устойчивости проекта к изменению макропараметров и определение точки безубыточности с учетом изменения различных факторов. В качестве основных факторов, влияющих на устойчивость и безубыточность проекта, рассматриваются объем добычи УВ, цена реализации УВ, величина капитальных и текущих затрат, величина разового платежа за пользование недрами. В ближайшей перспективе намечено расширение функциональных возможностей ИР «ОУН». Планируются реализация модуля для автоматического формирования интегрированной дорожной карты освоения актива (кластера), реализация возможностей расширенной экономической оценки проектов с учетом имеющихся геологических и технологических неопределенностей.

¹ Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/561372501>.

Результаты

Работы по созданию системы начались в начале 2017 года. В настоящее время разработан основной функционал, система принята в опытно-промышленную эксплуатацию. Интерфейс пользователя представляет собой современное удобное web-приложение.

Для работы с экономическими оценками реализован функционал загрузки, хранения визуализации, фильтрации поиска для всех выполненных экономических оценок к текущим макропараметрам. Инструмент системы позволяет ранжировать участки по любому из доступных параметров экономической модели с применением градиентной заливки участков, визуализировать только выбранные участки, отображать участки, попавшие в фильтр по выбранному параметру.

Для удобства работы пользователя на карте визуализируются различные тематические пространственные слои, такие как геологическая изученность, инфраструктура участков, фонд поисковых и разведочных скважин, сейсмика 2D/3D, лицензионные участки ПАО «НК «Роснефть», других компаний, аукционные участки нераспределенного. Информационная система интегрирована с пространственными данными геоинформационной системы, в которой хранится основная пространственная информация [4].

Реализован калькулятор для расчета размера стартового платежа за пользование недрами по методике в соответствии с приказом Минприроды России № 232 от 30.09.2008 ².

Сбор данных в информационную систему по участкам нераспределенного фонда осуществляется из разных источников информации: Роснедра, Минприроды, торги. Система также интегрирована с информационной системой «РН-Дата», которая является единственным окном доступа к геологической изученности и архивам по завершенным работам и в которой реализована интеграция данных на основе пространственного положения для решения основных задач геологоразведочных работ в ООО «ТННЦ» [5].

Выводы

Разработанный в ООО «ТННЦ» специализированный программный комплекс «Информационный ресурс “Оценка участков недр”» позволяет выполнять оценку инвестиционных проектов на новом, более качественном уровне за счет внедрения информационных технологий, возможностей визуализации существующих и проектных решений в ГИС-системе и научно обоснованных подходов, которые обеспечивают снижение проектных рисков и нацелены на повышение эффективности деятельности Компании в области газового бизнеса.

Библиографический список

1. Пороскун, В. И. Мониторинг недропользования в России с применением геоинформационной системы / В. И. Пороскун, Н. Л. Родионова, Ю. А. Волошина. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 79–81.

² Приказ Минприроды России № 232 от 30 сентября 2008 г. «Об утверждении методики по определению стартового размера разового платежа за пользование недрами» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902138381>.

2. Шокин, Ю. И. ГИС сегодня : состояние, перспективы, решения / Ю. И. Шокин, В. П. Потапов. – Текст : непосредственный // Вычислительные технологии. – 2015. – Т. 20, № 5. – С. 175–213.
3. Виленский, П. Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов : теория и практика : учебно-практическое пособие / П. Л. Виленский, В. Н. Лившиц, С. А. Смоляк. – Москва : Дело, 2001. – 832 с. – Текст : непосредственный.
4. Информационная система «Экспресс-оценка участков нераспределенного фонда недр» / О. А. Ядрышникова, Е. Н. Воропаев, Р. А. Гнилицкий, И. Б. Плиткин. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 12. – С. 47–50.
5. Ядрышникова, О. А. ГИС — основа интеграции данных геологоразведки в компании / О. А. Ядрышникова, В. О. Беляков. – Текст : непосредственный // ArcReview. – 2015. – № 1 (72). – С. 4–6.

References

1. Poroskun, V. I., Rodionova, N. L., & Voloshina, Yu. A. (2013). GIS technologies in monitoring of subsurface management in the Russian Federation. Oil Industry, (9), pp. 79-81. (In Russian).
2. Shokin, Yu. I. & Potapov, V. P. (2015). GIS Today: Current State, Perspectives, Solutions. Journal of Computational Technologies, 20(5), pp. 175-213. (In Russian).
3. Vilenskiy, P. L., Livshitz, V. N., & Smolyak, S. A. (2001). Otsenka effektivnosti investitsionnykh proektov: teoriya i praktika. Moscow, Delo Publ., 832 p. (In Russian).
4. Yadryshnikova, O. A., Voropaev, E. N., Gnilitkiy, R. A., & Plitkin, I. B. (2018). Information System: "Express Evaluation of the Areas Included into Unallocated Subsoil Reserve Fund". Neft', Gaz, Novacii, (12), pp. 47-50. (In Russian).
5. Yadryshnikova, O. A., & Belyakov, V. O. (2015). GIS: The Basis for Exploration Data Integration in the Company. ArcReview, (1(72)), pp. 4-6. (In Russian).

Сведения об авторах

Фоменко Ирина Шокировна, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: isfomenko@tnnc.rosneft.ru

Садыков Тимур Ильгизович, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Ядрышникова Ольга Анатольевна, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Гулевич Ирина Владимировна, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Криволапова Марина Васильевна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Шарапова Ирина Салаватовна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Андреев Александр Сергеевич, главный специалист, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», г. Тюмень

Мазницына Валерия Геннадьевна, менеджер, ПАО «НК «Роснефть», г. Москва

Струговец Виктория Олеговна, специалист I категории, ПАО «НК «Роснефть», г. Москва

Information about the authors

Irina S. Fomenko, Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: isfomenko@tnnc.rosneft.ru

Timur I. Sadykov, Team Leader, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Olga A. Yadryshnikova, General Manager, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Irina V. Gulevich, Manager, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Marina V. Krivolapova, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Irina S. Sharapova, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Alexander S. Andreev, Chief Specialist, Kynsko-Chaselskoe neftegas LLC, Tyumen

Valeria G. Maznitsyna, Manager, Rosneft Oil Company, Moscow

Victoria O. Strugovets, 1st category Specialist, Rosneft Oil Company, Moscow

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), интервал — одинарный, абзац — 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: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 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. Подрисовочные 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 не допускается без расшифровки. 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:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- реферат объемом от 120 слов. Включает актуальность темы исследования, постановку проблемы, цели исследования, методы исследования, результаты и ключевые выводы — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). 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.

- **Приложения.** Необязательный раздел. 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.

- **Библиографический список.** 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]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (Библиографический список, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Библиографический список и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

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 Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна
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. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indentation — 0,5 cm.

- The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 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 CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). 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.
- Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.

- Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and 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.

- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.

- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.100–2018) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

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. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only
with the written permission of the publisher.
Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

«Пресса России»:

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — А. С. Коленикова
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2288.
Подписано в печать 28.10.21. Формат 70х108/16.
Уч.-изд. л. 11,28. Усл. печ. л. 17,58.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего
образования «Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,
Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Anastasia S. Kolennikova
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2288.
Signed to print 28.10.21. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 11,28. Conventional printed sheets 17,58.
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.