

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

3 (153)
Май — июнь 2022

3 (153)
May — June 2022

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
Almetьевsk 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>

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

Наше издание рассчитано на профессорско-преподавательский состав, аспирантов, студентов вузов, сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов, научных центров, инженерно-технический персонал 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)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
 - **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
 - **1.6.6.** Гидрогеология (технические науки)
 - **1.6.6.** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
 - **1.6.9.** Геофизика (технические науки)
 - **1.6.9.** Геофизика (геолого-минералогические науки)
 - **2.8.2.** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
 - **2.8.4.** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
 - **2.8.5.** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор, 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

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

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

Зейман 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

Кузев 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 недра НТЦ» ООО «Газпром недра», 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

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

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

Цадаев 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 Танирбергеневна, д. э. н., профессор, председатель правления – ректор, Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, г. Атырау, Республика Казахстан

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

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, professor, 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

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

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

Efendiyev Galib Mamed oglu, Doctor of Engineering, Professor, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, the Republic of Azerbaijan

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А., Степанчук К. О., Спасибов В. М.
**О возможности открытия газового месторождения
в Петуховском районе Курганской области** 9

Полищук А. В., Сидоров А. Е., Насонова Н. В., Фищенко А. Н.,
Дорохов А. Р., Гильмутдинов А. Э.
**Концептуальная модель осадконакопления как основа
геологической корреляции на примере пластов АТ₆₋₈
Берегового месторождения Западной Сибири** 23

Сальникова Ю. И., Бешенцев В. А.
**Гидрогеохимические условия мезозойского гидрогеологического
бассейна Равнинного нефтяного месторождения** 38

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Калистратов К. А., Новиков А. М., Зубанков В. С., Апасов Р. Т.
**Методика для подбора наиболее оптимального способа
эксплуатации скважин в нефтяных оторочках** 57

Пархоменко Д. В., Схабицкий Г. А., Апасов Р. Т.
**Оценка эффективности разработки краевых нефтяных оторочек
на режиме истощения** 72

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Савченков А. Л., Агаев С. Г., Дерюгина О. П., Скворцова Е. Н.,
Мозырев А. Г.
**Выделение твердых парафинов из тяжелых нефтяных фракций
в электрическом поле** 83

Шевелева М. Г., Таранова Л. В., Агаев С. Г. Исследование низкотемпературных свойств нефти методом диэлектрической спектроскопии	96
---	-----------

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	110
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	113

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Leontiev D. S., Arsenyev A. A., Stepanchuk K. O., Spasibov V. M.
**About possible gas field discovery in Petukhovo district
of Kurgan region** 9

Polishchuk A. V., Sidorov A. E., Nassonova N. V., Fishchenko A. N.,
Dorokhov A. R., Gilmutdinov A. E.
**Conceptual sedimentation model as the basis of geological
correlation in a case study of AT₆₋₈ reservoirs
of Beregovoye field in West Siberia** 23

Salnikova Yu. I., Beshentsev V. A.
**Hydrogeochemical conditions of the Mesozoic hydrogeological
basin within the Ravninnoe oil field** 38

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Kalistratov K. A., Novikov A. M., Zubankov V. S., Apasov R. T.
**A methodology for selection the most optimal well operation
method in oil rims** 57

Parkhomenko D. V., Skhabitskiy G. A., Apasov R. T.
**Evaluating the efficiency of the development of boundary
oil rims in the depletion drive** 72

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Savchenkov A. L., Agaev S. G., Deryugina O. P., Skvortsova E. N.,
Mozyrev A. G.
**Separation of solid paraffins from heavy oil fractions in
an electric field** 83

Sheveleva M. G., Taranova L. V., Agaev S. G. Investigating the low-temperature properties of oil by the method of dielectric spectroscopy	96
---	-----------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	110
Manuscripts presentation requirements (In English)	113

УДК 553.981.2
DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-9-22

**О возможности открытия газового месторождения
в Петуховском районе Курганской области**

Д. С. Леонтьев^{1*}, А. А. Арсеньев², К. О. Степанчук¹, В. М. Спасибов¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», Тюмень, Россия

*leontevds@tyuiu.ru

Аннотация. В статье приведены факты возможного открытия газового месторождения в Петуховском районе Курганской области. В 1962 году в районе совхоза Петухово Курганской области была пробурена структурно-поисковая скважина 4-Г до глубины 928 м. При бурении скважины в процессе пробной откачки с глубины 900,85–923,4 м произошел газовый выброс с бурным выделением горючего метанового газа. Первые признаки слабогазирования наблюдались еще с глубины 227 м, газопоказатели не превышали 7 %.

Последующими сейсморазведочными работами было установлено спокойное залегание осадков мезокайнозойского возраста и выявлена слабая дислоцированность пород палеозойского комплекса. Изучение поверхности нижнего опорного отражающего горизонта, который увязывается с низами мезозойских отложений или кровлей палеозойского фундамента, позволило выделить три локальные положительные структуры: Медведевское, в районе озера Медвежье, размером 4×13 км, оконтуренное изогипсой –700 м, амплитудой 50 м; западнее деревни Казанцевское, размером 1×2,5 км, оконтуренное изогипсой –650 м, и севернее деревни Казанцевское, размером 2×3,5 км, оконтуренное изогипсой –700 м, амплитудой 50 м. Выделенные структуры в те времена были рекомендованы для проверки нефтегазоперспективности бурением. В случае положительных результатов было рекомендовано продолжить площадные сейсмические исследования с целью оконтуривания выделенных поднятий севернее деревни Пашково и северо-западнее деревни Гренадеры с последующей проверкой их бурением.

Авторами статьи была осуществлена экспедиция в Петуховский район, в результате которой ими были найдены ликвидированные скважины на севере озера Доможирово (предположительно, скважины 4-Г и 2-ПП), установлены состояния их устьев. Даны рекомендации по проведению геологоразведочных работ на территории Петуховского района.

Ключевые слова: Курганская область, Петуховский район, газопроявления, сейсмические работы, Медведевская структура

Для цитирования: О возможности открытия газового месторождения в Петуховском районе Курганской области / Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев, К. О. Степанчук, В. М. Спасибов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-9-22 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 9–22.

About possible gas field discovery in Petukhovo district of Kurgan region

**Dmitry S. Leontiev^{1*}, Alexey A. Arsenyev², Kirill O. Stepanchuk¹,
Victor M. Spasibov¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District", Tyumen, Russia

*leontevds@tyuiu.ru

Abstract. The article presents the facts of possible gas field discovery in Petukhovo district of Kurgan region. In 1962, a structural prospecting well 4-G was drilled to a depth of 928 m in the area of Petukhovo state farm in Kurgan region. When drilling the well in the process of trial pumping from a depth of 900.85-923.4 m, a gas release occurred with a rapid release of combustible methane gas. The first signs of weak carbonation were observed from a depth of 227 m, gas indicators didn't exceed 7%.

Subsequent seismic surveys established a calm occurrence of sediments of Mesocainozoic age and revealed a weak dislocation of rocks of the Paleozoic complex. The study of the surface of the lower reference reflecting horizon, which is linked to the bottoms of Mesozoic sediments or the roof of the Paleozoic foundation, made it possible to identify three local positive structures: Medvedevskoe, in the area of Lake Medvezhye, measuring 4×13 km, contoured with an isohypse of -700 m, with an amplitude of 50 m; the west of the village of Kazantsevskoye, measuring 1×2.5 km, contoured with an isohypse of -650 m; the north of the village of Kazantsevskoye, measuring 2×3.5 km, contoured with an isohypse of -700 m, with an amplitude of 50 m. The selected structures at that time were recommended for testing oil and gas prospects by drilling. In case of positive results, it was recommended to continue areal seismic studies in order to delineate the selected uplifts the north of the village of Pashkovo and the northwest of the village of Grenadiers, followed by their verification by drilling.

The authors of the article carried out an expedition to Petukhovo district. As a result, they found liquidated wells in the north of Lake Domozhirovo (presumably, wells 4-G and 2-PR), the conditions of mouths of these wells were established. The authors give recommendations for conducting geological exploration in the territory of Petukhovo district.

Keywords: Kurgan region, Petukhovo district, gas occurrences, seismic work, Medvedev structure

For citation: Leontiev, D. S., Arsenyev, A. A., Stepanchuk, K. O., & Spasibov, V. M. (2022). About possible gas field discovery in Petukhovo district of Kurgan region. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 9-22. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-9-22

Введение

В начале 30-х годов прошлого века южная часть Западно-Сибирской низменности активно привлекала внимание геологов в плане поисков залежей углеводородов (УВ). В те времена организацией Наркомнефти проводилось бурение целого ряда скважин различного назначения. Так, в 1936 году была пробурена Макушинская скважина, в которой, по сообщению Н. П. Туаева, был обнаружен прямой признак нефти, а точнее пропитанный нефтью аргонит. В интервале 620–711 м в меловых отложениях был пройден газоносный горизонт с дебитом газа 850 м³/сут [1, 2].

Последующие геологоразведочные работы, проведенные в Западно-Сибирской низменности и Казахстане¹, выявили нефтеперспективность этого региона [3–6].

В 1940 году был создан специальный Западно-Сибирский геологоразведочный трест Наркомнефти. Этим трестом бурились роторные скважины в районе г. Кургана и к западу от него. Продолжалось бурение и в районе г. Петропавловска. Так как пробуренные скважины не дали прямых

¹ Цитенко Н. В. Предварительный отчет о геологических исследованиях, произведенных летом 1938 г. в Звериноголовском районе Челябинской области, Звериноголовской регистрационно-поисковой партией Западно-Сибирского геологического управления. – 1938.

признаков нефти, то и дальнейшие работы в этом направлении были прекращены [7].

Также в 1940 году А. М. Лушаковым методом ВЭЗ производились работы по маршруту Челябинск — Петропавловск вдоль трассы железной дороги. Расстояние между точками наблюдений равнялось ~ 3 км, максимальные разности АВ достигали 9 км [8].

В результате проведенных работ был составлен геоэлектрический разрез по горизонту с бесконечным сопротивлением, на котором в районе п. Петухово отмечалось поднятие амплитудой 150 м и протяженностью 30 км. Ошибки измерений не выходили за пределы $\pm 5\%$.

Результаты всех проведенных до 1945 г. исследований были обобщены М. К. Коровиным, Н. А. Кудрявцевым, Д. Л. Степановым, А. В. Тыжновым и Г. Е. Рябухиным в работе «Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири». Авторы считали, что уральские структуры продолжаются к востоку приблизительно до ст. Макушино. Они также считали, что в восточном направлении происходит уменьшение метаморфизма палеозойских пород. То, что не было встречено прямых признаков нефти, по их мнению, все же не может отрицать перспективы поисков нефти в южной части Западной Сибири из-за сравнительно небольшого объема буровых работ. Авторами обосновывалась возможность образования нефтяных месторождений в крупных синклинальных впадинах в пределах складчатых сооружений Урала. К ним они относили область между Курганом и Петропавловском. Авторами также предлагалось на выявленных геофизическими работами выступах фундамента пробурить скважины, с расчетом пройти по палеозою не менее 100 м [9–21].



Рис. 1. Скважина 4-Г (предположительно)

В 1960 году тематической партией Тюменского геологического управления был написан «Отчет о результатах обобщения материалов по геологии и нефтеносности Курганской области», в котором была дана исчерпывающая информация о нефтеносности юго-западной части Западно-Сибирской низменности. Авторами этого отчета территория Курганской области в отношении нефтегазоносности оценивалась положительно.

В 1962 году в районе совхоза Петухово Курганской области была пробурена структурно-поисковая скважина 4-Г (рис. 1) до глубины 928 м. Скважина не дошла до пород фундамента и была остановлена в готерив-барремских отложениях [22].

В процессе бурения скважины первые признаки газирования наблюдались с глубины 227 м, но газопоказатели не превышали 7 %.

Однако при пробной откачке с интервала глубин 900,85–923,4 м внезапно произошел мощный газовый выброс с активным выделением метана. Высота выброса составляла порядка 15 м.

По причине того, что спущенная в скважину обсадная колонна не была зацементирована в заколонном пространстве, из-за обвала горных пород фонтанирование через некоторое время прекратилось. Состав газа — азотно-метановый (86 % метана и 13 % азота). Скважина не каротировалась и осталась неиспытанной, были отобраны только пробы газа.

Высокую газонасыщенность вод в базальном горизонте готерив-баррема в пробуренной Петуховской структурно-поисковой скважине 4-Г за контуром выявленных по сейсмике структур, по-видимому, также следует расценивать как показатель вероятности газонефтеносности вмещающих отложений, что указывает на возможность существования промышленных залежей, при наличии структурных форм.

Поэтому геологическое совещание при главном геологе Уральского геологического управления постановило следующее: «Провести в 1963–1964 гг. площадные сейсморазведочные работы на Петуховской площади Курганской области с целью подготовки структуры для глубокого разведочного бурения на нефть и газ».

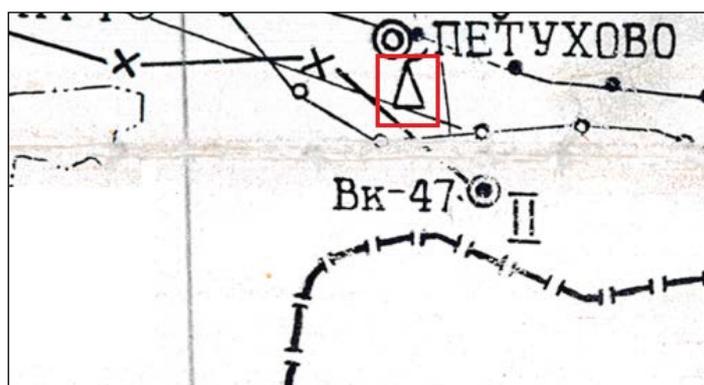


Рис. 2. Зафиксированное газопроявление в Петуховском районе²

² Источник: Количественная оценка суммарных начальных ресурсов (СНР) нефти, газа, конденсата Северо-Восточной части Курганской области / Отв. исп. А. В. Рыльков. – 2001.

Для выполнения данного постановления проектом сейсмической партии № 13 на 1963 г. предусматривалось проведение сейсмических площадных работ по сети 5×5 км методом отраженных волн (МОВ) на II профилях общей протяженностью 360 пог. км, в том числе корреляционным методом преломленных волн (КМПВ) на двух профилях протяженностью 20 пог. км.

Позже, в 70-х годах XX века, во время ремонтных работ в Петуховском районе Курганской области на железной дороге из-под полотна внезапно забила горящая струя. По свидетельству очевидцев, фонтанировало месяц, а само появление фонтана наделало много шума по всей округе. Поговаривали, что это нефть. Спустя некоторое время ученые установили, что фонтан был вовсе не нефтяным, а газовым (рис. 2).

Объект и методы исследования

Объектом исследований является Петуховский район Курганской области, методы исследования — теоретические, а точнее, применение методов анализа, обобщения и выдвижения гипотез.

Результаты

В то время Петуховский район для проведения сейсморазведочных работ характеризовался сравнительно редкой населенностью. Наиболее крупными населенными пунктами были следующие: с. Петухово, п. Старо-Березово, п. Утчанское, Ново-Ильинское, Сливное, Пашково, Казанцевское, Гренадеры и курорт Медвежье.

Карта района работ представлена на рисунке 3.



Рис. 3. Карта района работ³

³ Отчет о результатах площадных сейсмических работ, проведенных сейсмической партией № 13 в Петуховском районе Курганской области летом 1963 года, пос. Шеелит. – 1964.

Площадные сейсморазведочные исследования были проведены сейсмической партией № 13 БГЭ УГУ летом 1963 года с целью выявления и подготовки структур для глубокого разведочного бурения на нефть и газ. Поставленные задачи решались с помощью сейсморазведки в двух модификациях: методом отраженных волн и сейсмозондирований, корреляционным методом преломленных волн⁴.

В результате проведенных работ было установлено спокойное залегание осадков мезокайнозойского возраста и выявлена слабая дислоцированность пород палеозойского комплекса. Изучение поверхности нижнего опорного отражающего горизонта, который увязывался с низами мезозойских отложений или кровлей палеозойского фундамента, позволило выделить следующие локальные структуры: Медведевское, в районе озера Медвежье, размером 4×13 км, оконтуренное изогипсой –700 м, амплитудой 50 м; западнее деревни Казанцевское, размером 1×2,5 км, оконтуренное изогипсой –650 м; севернее деревни Казанцевское, размером 2×3,5 км, оконтуренное изогипсой –700 м, амплитудой 50 м. Выделенные структуры в те времена были рекомендованы для проверки нефтегазоперспективности бурением. В случае положительных результатов было рекомендовано продолжить площадные сейсмические исследования с целью оконтуривания выделенных поднятий севернее деревни Пашково и северо-западнее деревни Гренадеры с последующей проверкой их бурением.

Медведевское поднятие, как уже было отмечено выше, расположено в районе озера Медвежье (рис. 4), имеет неправильную, вытянутую в меридиональном направлении форму.



Рис. 4. *Медведевское поднятие* (рисунок авторский)

Свод поднятия широкий, смещен в северо-западном направлении и имеет абсолютную отметку –650 м. Западное и южное крыло поднятия характеризуются углами падения $3^{\circ}+6^{\circ}$, восточное более пологое, здесь углы падения не превышают $1^{\circ}30'$. По изогипсе –700 м поднятие имеет размеры 13×4 км.

⁴ Отчет о результатах площадных сейсмических работ...

ПГО «Тюменьнефтегеология» в период с 1963 по 1965 гг. на вышеупомянутой структуре пробурила скважины 2-ПР, 3-ПР, 4-ПР, 5-ПР, при освоении которых были получены притоки минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом (состав газа — азотно-метановый). Дебиты скважин по жидкости составляли от 40 до 269 м³/сут, дебиты газа — от 22 до 69 м³/сут (газовый фактор 0,3–0,4 м³/т).

Скв. 2-ПР заложена и пробурена на северном берегу озера Доможирова (рис. 5 и 6).

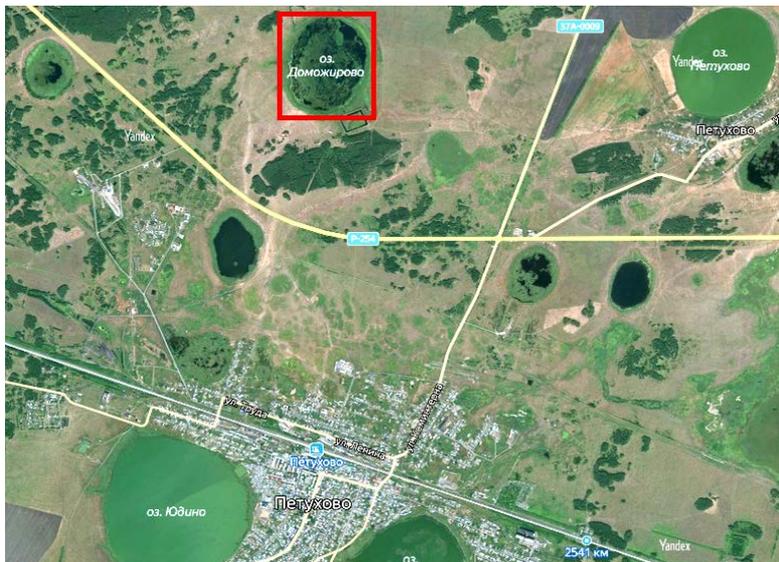


Рис. 5. Местоположение озера Доможирова



Рис. 6. Скважина 2-ПР (предположительно)

В процессе испытания был получен приток минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом, в составе которого было определено до 0,6 % нефтяных УВ. В интервале глубин 932,6–939,1 м в отобранном керне углистых алевролитов и песчаников тюменской свиты отмечен двухметровый пропласток, насыщенный битумом, из них 0,6 м сплошного насыщения и 1,4 м в переслаивании с прожилками вмещающей породы.

Скв. 3-ПР была пробурена в 1964 году до глубины 840 метров. При испытании скважины были получены дебиты: воды — до 42 м³/сут и газа — 29 м³/сут. Газ метановый.

Примерное положение скважины представлено на рисунке 7.



Рис. 7. Примерное положение скважины 3-ПР

Скв. 4-ПР была пробурена также в 1964 году. При испытании объекта в интервале глубин 640–647 м были получены дебиты: воды — 269 м³/сут и газа — 95 м³/сут.

Примерное положение скважины 4-ПР представлено на рисунке 8.



Рис. 8. Примерное положение скважины 4-ПР

Стоит отметить, что газопроявления отмечались и в Западно-Петуховской параметрической скважине НЗП-1, пробуренной в 1982 году силами ПГО «Новосибирскгеология», с глубиной забоя 2 357 м. Скважина вскрыла отложения верхнего девона, характеризующиеся интенсивной за-гипсованностью.

Важно отметить, что рассматриваемые выше скважины расположены друг от друга на расстоянии от 3 до 5 км, и выявленный по данным сейсморазведки свод Медведевской структуры по изогипсе –650 м остался неразбуренным.

Западное поднятие имеет северо-западное простирание, располагается на региональном погружении поверхности палеозойского фундамента, оконтурено изогипсой –650 м и имеет размеры 1×2,5 км. Свод поднятия имеет абсолютную отметку –625 м.

По изогипсе –700 м из замкнутой структуры она превращается в структурный нос, связанный, видимо, с эрозионными формами поверхности фундамента и с погружением северного и западного крыла под углом 6–7°.

Северное поднятие гипсометрически ниже западного поднятия на 75 м, имеет почти правильную брахиантиклинальную форму северо-восточного простирания. По изогипсе –750 м имеет размеры 2×3,5 км. Свод поднятия смещен в северо-восточном направлении и имеет абсолютную отметку –700 м. Это поднятие находится в районе регионального погружения палеозойского фундамента, что сказалось на углах падения крыльев поднятия. Северо-восточное крыло поднятия крутое, с углами падения около 4°, а юго-западное крыло более пологое, здесь вычисленные углы падения не превышают 1°15′.

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Петуховского района

Площадь Петуховского района составляет 2 772 км².

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.

2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

Электроразведку необходимо провести в пределах выявленной антиклинальной структуры вблизи озера Медвежье. Это поможет более точно оконтурить антиклинальную структуру, а также оценить перспективность обнаружения новых залежей УВ с вероятностью более 90 % в пределах выявленной сейсморазведкой положительной структуры. Далее, локализовать места наибольшего скопления УВ для определения точки заложения поисковых и разведочных скважин.

3. Уточнить состояние остальных пробуренных скважин в районе.

4. При постановке программы бурения поисковых и разведочных скважин в районе необходимо предусмотреть точку заложения скважины вблизи озера Актабан. Проведенный анализ геолого-геофизической информации гравиметрических и магниторазведочных исследований позволит с большой уверенностью говорить о перспективности открытия залежи УВ в районе озера.

Выводы

• В 60-х годах прошлого века на территории Петуховского района Курганской области проведены геологические работы, дающие повод задуматься о возможном газовом месторождении в районе.

• В 1962 году в 4,5 км к северу от с. Петухово Уральским геологическим управлением пробурена скв. 4-Г глубиной забоя 928,4 м, из интервала бурения 902–928 м отобран керн с запахом бензина. При пробной откачке произошел газовой выброс около 15 м высотой в сопровождении большого шума. Газ — 86 % метана, 13 % азота.

• В результате проведенных сейсморазведочных работ было выявлено Медведевское поднятие, имеющее неправильную, вытянутую в меридиональном направлении форму. Свод поднятия широкий, смещен в северо-западном направлении и имеет абсолютную отметку –650 м. По изогипсе –700 м поднятие имеет размеры 13×4 км. В 1963–1965 гг. на выявленной структуре силами ПГО «Тюменьнефтегеология» были пробурены скважины 2-ПР, 3- ПР, 4- ПР, 5- ПР, из которых были получены притоки минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом (цвет пламени синий) дебитом от 40 до 269 м³/сут, дебитом газа от 22 до 69 м³/сут и газовым фактором 0,3–0,4 м³/т. Состав газа в пробуренных скважинах азотно-метановый.

• В данном районе необходимо провести дополнительный комплекс сейсморазведочных работ, дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

Перспектива в Петуховском районе — открытие залежей газа. Предложенные выше методы поисково-разведочных работ позволят следующее:

1) дать более качественную и количественную оценку перспектив нефтегазоносности Петуховского района Курганской области;

2) выделить наиболее перспективные зоны нефтегазоносности, изучить их геологическое строение, оценить прогнозные запасы в перспективных нефтегазоносных горизонтах;

3) подготовить территорию для первоочередных работ по поисково-разведочному бурению.

Статья подготовлена в рамках выполнения гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых — кандидатов наук (конкурс — МК-2022). Номер гранта: МК-1016.2022.1.5. Тема: «Геохимические исследования почвы и воды с применением современного научно-лабораторного оборудования с целью разработки рационального и эффективного комплекса прямых методов поиска нефтяных и газовых месторождений на территории Курганской области».

Список источников

1. Нефть и газ Курганской области / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, М. Д. Заватский, В. В. Салтыков. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-2-9-24. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. – № 2. – С. 9–24.

2. Арсеньев, А. А. История изучения юга Западно-Сибирской нефтегазодной провинции и Зауралья / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-8-18. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 8–18.
3. Арсеньев, А. А. Перспективы нефтегазодности Курганской области / А. А. Арсеньев, С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции (Тюмень, 19–20 ноября 2020 г.) : в 3 томах / Отв. ред. Н. В. Гумерова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 16–18.
4. Стратегический потенциал Курганской области : монография / В. М. Александров, А. А. Арсеньев, Н. Н. Закиров [и др.] ; под редакцией Н. Н. Закирова, В. В. Салтыкова ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 330 с. – (University). – Текст : непосредственный.
5. Заватский, М. Д. Изучение полей концентраций углеводородных газов в поверхностных природных сорбентах в связи с поисками и разведкой залежей нефти и газа в Западной Сибири : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Заватский Михаил Дмитриевич ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2009. – 206 с. – Текст : непосредственный.
6. Заватский, М. Д. Зависимость наземных полей концентраций углеводородных газов от нефтеносности осадочного чехла в пределах Западно-Сибирского нефтегазодного бассейна / М. Д. Заватский. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – № 2 (68). – С. 9–16.
7. Арсеньев, А. А. Нефтегазодность Курганской области, перспективы и факты / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, В. В. Салтыков. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы науки и техники — 2019 : сборник статей и докладов на XII Международной научно-практической конференции молодых ученых (Уфа, 1 июня 2019 г.) : в 2 т. Том 1. – Уфа : УГНТУ, 2019. – С. 77–79.
8. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области : монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белоносов [и др.] ; под редакцией А. Р. Курчикова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 265 с. – Текст : непосредственный.
9. Ехлаков, Ю. А. Новые данные о геологическом строении палеозойского фундамента юга Курганской области (по данным изучения Курган-Успенской параметрической скважины) / Ю. А. Ехлаков, А. Н. Угрюмов, С. С. Санфиорова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2010. – № 5 (72). – С. 34–51.
10. Кирда, Н. П. Девонские и каменноугольные отложения Тургайского прогиба и перспективы их нефтегазодности / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Известия АН Казахской ССР. – 1971. – № 1. – С. 24–35.
11. Кирда, Н. П. Перспективы нефтегазодности доюрских комплексов Зауралья / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2013. – № 10 (113). – С. 20–39.
12. Кирда, Н. П. Перспективы открытия месторождений углеводородов в доюрских комплексах Западной Сибири и Южном Зауралье / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Труды Международной конференции геофизиков и геологов, Тюмень, 4–7 декабря 2007. – Тюмень, 2007. – С. 1–5. – Текст : непосредственный.

13. Кирда, Н. П. Особенности геологического строения, перспективы нефтегазоносности Тургайского прогиба и задачи региональных геолого-геофизических работ / Н. П. Кирда, П. И. Краев, С. К. Курманов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1971. – № 7. – С. 29–33.
14. Рыльков, А. В. Распределение и перспективы нефтегазоносности локальных структур юга Тюменской области / А. В. Рыльков, Н. Х. Кулахметов. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 2004. – 96 с. – Текст : непосредственный.
15. Стратиграфия палеозойского разреза, вскрытого параметрической скважиной Курган-Успенская-1 (юго-западная окраина Западной Сибири) / Т. И. Степанова, Н. А. Кучева, Г. А. Мизенс [и др.]. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2011. – № 3. – С. 3–21.
16. Пумпянский, А. М. Каменноугольные отложения Курганского Зауралья / А. М. Пумпянский. – Текст : непосредственный // Топорковские чтения. – Вып. IV. – Рудный, 1999. – С. 55–62.
17. Геохронологические исследования фундамента Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна; итоги 50 лет изучения / К. С. Иванов, Ю. Н. Федоров, Ю. Л. Ронкин, Ю. В. Ерохин. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2005. – № 3. – С. 117–135.
18. Тевелев, А. В. (2005). Геодинамические обстановки формирования каменноугольных вулканических комплексов Южного Урала и Зауралья / А. В. Тевелев, П. Л. Тихомиров, К. Е. Дегтярев [и др.]. – Текст : непосредственный // Очерки по региональной тектонике. Т. 1. Южный Урал. – Москва : Наука, 2005. – С. 213–247. – (Тр. ГИН РАН, Вып. 561).
19. Наседкина, В. А. К стратиграфии верхнего девона на восточном склоне Среднего Урала / В. А. Наседкина, М. В. Постоялко, А. А. Плюснина [и др.]. – Текст : непосредственный // Проблемы стратиграфии Урала. Девонская система. – Свердловск : ИГиГ УрО РАН, 1990. – С. 22–33.
20. Арсеньев, А. А. Особенности гидрогеологического строения Курганской области / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, С. Ф. Мулявин. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения : сборник статей и докладов на IV Международной научно-практической конференции, Краснодар, 31 марта 2020 г. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – Т. 1. – С. 49–56.
21. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Под общей редакцией Н. Н. Ростовцева ; Министерство геологии и охраны недр СССР. – Москва : Госгеолтехиздат, 1958. – 391 с. – (Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. ин-та ВСЕГЕИ). – Текст : непосредственный.
22. Арсеньев, А. А. Нефтегазопроявления глубоких скважин Курганской области / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-2-7-16. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 7–16.

References

1. Arsenyev, A. A., Leontiev, D. S., Zavatsky, M. D., & Saltykov, V. V. (2021). Oil and gas in Kurgan region. Oil and gas studies, (2), pp. 9-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-9-24
2. Arsenyev, A. A., & Mulyavin, S. F. (2020). History of studying the south of the West Siberian oil and gas province and the Trans-Urals. Oil and Gas Studies, (1), pp. 8-18. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-8-18

3. Arsenyev, A. A., & Bembel, S. R. (2020). Perspektivy neftegazonosnosti Kurganskoy oblasti. Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii. Materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Tyumen, November, 19-20, 2020): v 3 tomakh. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 16-18 (In Russian).
4. Aleksandrov, V. M., Arsenyev, A. A., Zakirov, N. N., Mulyavin, S. F., & Solodovnikov, A. Yu. (2020). Strategicheskii potentsial Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 330 p. (In Russian).
5. Zavatskiy, M. D. (2009). Izuchenie poley kontsentratsiy uglevodorodnykh gazov v poverkhnostnykh prirodnykh sorbentakh v svyazi s poiskami i razvedkoy zalezhey nefti i gaza v Zapadnoy Sibiri. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 206 p. (In Russian).
6. Zavatskiy, M. D. (2008). Zavisimost' nazemnykh poley kontsentratsiy uglevodorodnykh gazov ot neftenosnosti osadochnogo chekhla v predelakh Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (2(68)), pp. 9-16. (In Russian).
7. Arsenyev, A. A., Leontiev, D. S., & Saltykov, V. V. (2019). Neftegazonosnost' Kurganskoy oblasti, perspektivy i fakty. Aktual'nye problemy nauki i tekhniki - 2019: sbornik statey i dokladov na XII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii molodykh uchenykh. (Ufa, June, 1, 2019): v 2 tomakh. Tom 1. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 77-79. (In Russian).
8. Arsenyev, A. A., Aleksandrov, V. M., Belonosov, A. Yu., Zakirov, N. N., Mamyashev, V. G., Mulyavin, S. F.,... Yagafarov, A. K. (2019). Analiz i perspektivy poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 265 p. (In Russian).
9. Ekhlakov, Yu. A., Ugryumov, A. N., & Sanfirova, S. S. (2010). Novye dannye o geologicheskom stroenii paleozoyskogo fundamenta yuga Kurganskoy oblasti (po dannym izucheniya Kurgan-Uspenskoy parametricheskoy skvazhiny). Gornye vedomosti, (5(72)), pp. 34-51. (In Russian).
10. Kirda, N. P. (1971). Devonskie i kamennougol'nye otlozheniya Turgayskogo progiba i perspektivy ikh neftegazonosnosti. Izvestiya AN Kazakhskoy SSR, (1), pp. 24-35. (In Russian).
11. Kirda, N. P. (2013). Perspektivy neftegazonosnosti doyurskikh kompleksov Zaural'ya. Gornye vedomosti, (10(113)), pp. 20-39. (In Russian).
12. Kirda, N. P. (2007). Perspektivy otkrytiya mestorozhdeniy uglevodorodov v doyurskikh kompleksakh Zapadnoy Sibiri i Yuzhnom Zaural'e. Trudy Mezhdunarodnoy konferentsii geofizikov i geologov, Tyumen, December, 4-7. Tyumen, pp. 1-5. (In Russian).
13. Kirda, N. P., Kraev, P. I., & Kurmanov, S. K. (1971). Osobennosti geologicheskogo stroeniya, perspektivy neftegazonosnosti Turgayskogo progiba i zadachi regional'nykh geologo-geofizicheskikh rabot. Oil and Gas Geology, (7), pp. 29-33. (In Russian).
14. Rylkov, A. V., & Kulakhmetov, N. Kh. (2004). Raspredelenie i perspektivy neftegazonosnosti lokal'nykh struktur yuga Tyumenskoy oblasti. Tyumen, ZapSibNIGNI Pibl., 96 p. (In Russian).
15. Stepanova, T. I., Kucheva, N. A., Mizens, G. A., Ivanova, R. M., Mizens, L. I., Tolokonnikova, Z. A., & Rylkov, S. A. (2011). Stratigraphy of Palaeozoic section uncovered by Kurgan-Uspenskaya-1 key borehole (Western Siberia southwest margin). Lithosphere, (3), pp. 3-21. (In Russian).
16. Pumpyanskiy, A. M. (1999). Kamennougol'nye otlozheniya Kurganskogo Zaural'ya. Toporkovskie chteniya, (IV). Rudnyy, pp. 55-62. (In Russian).
17. Ivanov, K. S., Fedorov, Yu. N., Ronkin, Yu. L., & Erokhin, Yu. V. (2005). Geochronological researches of the West-Siberian oil and gasbearing megabasin's basement; Results of 50-year studying. Litosfera, (3), pp. 117-135. (In Russian).

18. Tevelev, A. V., Tikhomirov, P. L., Degtyarev, K. E., Kosheleva, I. A., Moseychuk, V. M., Pravikova, N. V., & Surin, T. N. (2005). Geodinamicheskie obstanovki formirovaniya kamennougol'nykh vulkanicheskikh kompleksov Yuzhnogo Urala i Zaural'ya. Ocherki po regional'noy tektonike. Tom 1. Yuzhnyy Ural. Moscow, Nauka Publ., pp. 213-247. (In Russian).

19. Nasedkina, V. A., Postoyalko, M. V., Plyusnina, A. A., Zenkova, G. G., Petrova, L. G., Stepanova, T. I.,... Shirshova, D. I. (1990). K stratigrafii verkhnego devona na vostochnom sklone Srednego Urala. Problemy stratigrafii Urala. Devonskaya sistema. Sverdlovsk, IGiG UrO RAN Publ., pp. 22-33. (In Russian).

20. Arsenyev, A. A., Aleksandrov, V. M., & Mulyavin, S. F. (2020). Osobennosti gidrogeologicheskogo stroeniya Kurganskoy oblasti. Readings of A. I. Bulatov: Materials of IV International scientific and practical conference. Volume 1. Krasnodar, March, 31, 2020. Krasnodar, Publishing House - South LLC, pp. 49-56. (In Russian).

21. Rostovtsev, N. N. (1958). Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. Moscow, Gosgeoltekhizdat Publ., 391 p. (In Russian).

22. Arsenyev, A. A., & Mulyavin, S. F. (2019). Showing of oil and gas in deep wells in the territory of Kurgan region. Oil and Gas Studies, (2), pp. 7-16. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-7-16

Информация об авторах

Information about the authors

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, leontevds@tyuiu.ru

Dmitry S. Leontiev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, leontevds@tyuiu.ru

Арсеньев Алексей Аркадьевич, заместитель начальника отдела первичной геологической информации, эксперт, Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень

Alexey A. Arsenyev, Deputy Head of the Department of Primary Geological Information, Expert, Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District"

Степанчук Кирилл Олегович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Kirill O. Stepanchuk, Student, Industrial University of Tyumen

Спасибов Виктор Максимович, доктор технических наук, профессор кафедры кибернетических систем, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Victor M. Spasibov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Cybernetic Systems, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 18.01.2022; одобрена после рецензирования 17.02.2022; принята к публикации 22.02.2022.

The article was submitted 18.01.2022; approved after reviewing 17.02.2022; accepted for publication 22.02.2022.

УДК 552.143(571.12)
DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-23-37

Концептуальная модель осадконакопления как основа геологической корреляции на примере пластов АТ₆₋₈ Берегового месторождения Западной Сибири

А. В. Полищук^{1*}, А. Е. Сидоров¹, Н. В. Нассонова¹, А. Н. Фищенко¹,
А. Р. Дорохов², А. Э. Гильмутдинов²

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

²АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

*avpolischuk@tnc.rosneft.ru

Аннотация. По Береговому месторождению (Западная Сибирь, Ямало-Ненецкий автономный округ) создана новая геологическая модель пластов группы АТ₆₋₈ ереямской свиты нижнего мела (готерив-апт) по результатам переработки и переинтерпретации 2D- и 3D-сейсморазведочных работ в 2020 году, бурения новых скважин (новые скважины, пробуренные после подсчета запасов 2016 года, составляют порядка 10 % от общего фонда скважин, вскрывших пласты АТ₆₋₈), получения обновленной структурной основы, дополнительных керновых исследований, пересмотра результатов испытаний скважин. Корреляция разрезов скважин в интервале АТ₆₋₈ выполнена с учетом формирования пластов в условиях аллювиальной и приливно-отливной дельтовой равнины. Разнонаправленные источники сноса образовали зоны гидродинамического разобщения в интервале коллектора, которые контролировали нефтегазоносность пластов. С учетом результатов геохимических исследований предложена этапность формирования скоплений углеводородов, обусловившая дифференцированный фазовый состав (легкая нефть и газоконденсат) открытых залежей по площади и разрезу.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Береговое месторождение, обстановки осадконакопления, зоны гидродинамического разобщения, формирование аккумуляций углеводородов

Для цитирования: Концептуальная модель осадконакопления как основа геологической корреляции на примере пластов АТ₆₋₈ Берегового месторождения Западной Сибири / А. В. Полищук, А. Е. Сидоров, Н. В. Нассонова [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-23-37 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 23–37.

Conceptual sedimentation model as the basis of geological correlation in a case study of АТ₆₋₈ reservoirs of Beregovoye field in West Siberia

Anastasiya V. Polishchuk^{1*}, Arthur E. Sidorov¹, Natalia V. Nasonova¹,
Angelica N. Fishchenko¹, Anton R. Dorokhov², Aydar E. Gilmutdinov²

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²Sibneftegaz JSC, Novy Urengoy, Russia

*avpolischuk@tnc.rosneft.ru

Abstract. For the Beregovoye field (West Siberia, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug), a new subsurface geologic model for АТ₆₋₈ group of reservoirs in the Lower Cretaceous (Hauterivian-Aptian) interval within Ereyamskaya formation was built following the reprocessing and rein-

terpretation of 2D and 3D seismic data in 2020, drilling of new wells (new wells, which were drilled after 2016, account for about 10 % of the total well stock that penetrated the AT₆₋₈ reservoirs), updating the structural framework, additional core studies, and revising the well test results. Well log correlation in the AT₆₋₈ interval was based on the reservoirs formation in alluvial and tidal delta plain environments. Multidirectional source areas formed disconnected zones in the net reservoir interval, which controlled the oil and gas content of these reservoirs. Taking into account the results of the geochemical survey, a stage-by-stage approach to hydrocarbon accumulations (light oil and gas condensate) formation was proposed, which led to vertically and laterally varied phase compositions of the discoveries.

Keywords: West Siberia, Beregovoye field, sedimentary environments, disconnected zones, formation of hydrocarbon accumulations

For citation: Polishchuk, A. V., Sidorov, A. E., Nasonova, N. V., Fishchenko, A. N., Dorokhov, A. R., & Gilmutdinov, A. E. (2022). Conceptual sedimentation model as the basis of geological correlation in a case study of AT₆₋₈ reservoirs of Beregovoye field in West Siberia. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 23-37. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-23-37

Введение

Береговое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе Западной Сибири (рис. 1). Продуктивность отложений доказана в 39 пластах юрско-мелового интервала разреза. Одним из основных объектов по объему извлекаемых запасов в нижнемеловом интервале разреза является группа пластов AT₆₋₈ готерив-аптского возраста. Текущие рабочие модели этих пластов выполнены в рамках подсчета запасов 2016 г. Бурение скважин, пробуренных после 2016 года, показало, что интервал пластов характеризуется более сложным геологическим строением, чем предполагалось (наличие дополнительных зон глинизации, уточнение геометрии и уровней газожидкостных контактов, распространение коллекторов в интервале пласта). В 2020 году выполнены актуализация геологических моделей рассматриваемого интервала разреза и обобщение имеющейся информации по результатам переобработки и переинтерпретации 2D- и 3D-сейсморазведочных работ, бурения новых скважин, дополнительных керновых исследований, пересмотра результатов испытаний скважин.

Создание комплексной модели геологического объекта предусматривает совместный анализ факторов, способствующих формированию всех элементов нефтегазовой системы и протекающих в ней процессов для аккумуляции углеводородов (УВ) в этом объекте.

Образование отложений рассматриваемых пластов AT₆₋₈ Берегового месторождения происходило в субконтинентальных обстановках осадконакопления, что определило дифференцированное распределение на площади песчаного материала с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Разнонаправленные источники сноса образовали зоны гидродинамического разобщения в интервале коллектора, которые контролировали нефтегазоносность пластов. По данным открытых залежей, преобладающим флюидом в объекте является газоконденсат, в интервале пласта AT₆² доказано наличие залежи легкой нефти и газоконденсатных скоплений. Согласно концепции поэтапного формирования и переформирования залежей УВ [1], нефтегазоконденсатные скопления УВ Берегового месторождения формировались в две стадии: нефтегазовая (формирование залежей) и газоконденсатная (переформирование залежей).



Условные обозначения:

- | | |
|--|--|
|  - Граница Берегового лицензионного участка |  - Контуры газового месторождения |
|  - Границы субъектов РФ |  - Контуры газоконденсатного месторождения |
|  - Граница Ямало-Ненецкого автономного округа |  - Контуры нефтяного месторождения |
| САЛЕХАРД - Города |  - Контуры нефтегазоконденсатного месторождения |
|  - Гидрография |  - Уральские горы |

Рис. 1. Обзорная карта района работ

Движение УВ возможно посредством перепада давления между очагом генерации — зонами аккумуляции УВ и гравитационного фактора за счет струйного переноса флюидов вдоль приподнятых зон валообразных поднятий. Эффективность миграции и распределение флюидов по фазовому составу в интервале пласта будут также определяться ФЕС коллектора. С учетом новой геолого-геофизической информации, данных по условиям

осадконакопления и формирования аккумуляций УВ в работе предложена новая геологическая модель и освещены факторы, способствующие дифференцированному распределению фазового состава открытых залежей для группы пластов АТ₆₋₈ нижнего мела Берегового месторождения.

Концептуальная модель формирования пластов АТ₆₋₈ ереямской свиты нижнего мела

Обстановки осадконакопления

Формирование отложений пластов АТ₆₋₈ происходило в континентальных (пойменных, русловых, озерных и болотных) и большей частью в переходных обстановках (надводная дельтовая равнина: распределительные каналы дельты, заливы, приливно-отливные отмели) [2] (рис. 2).

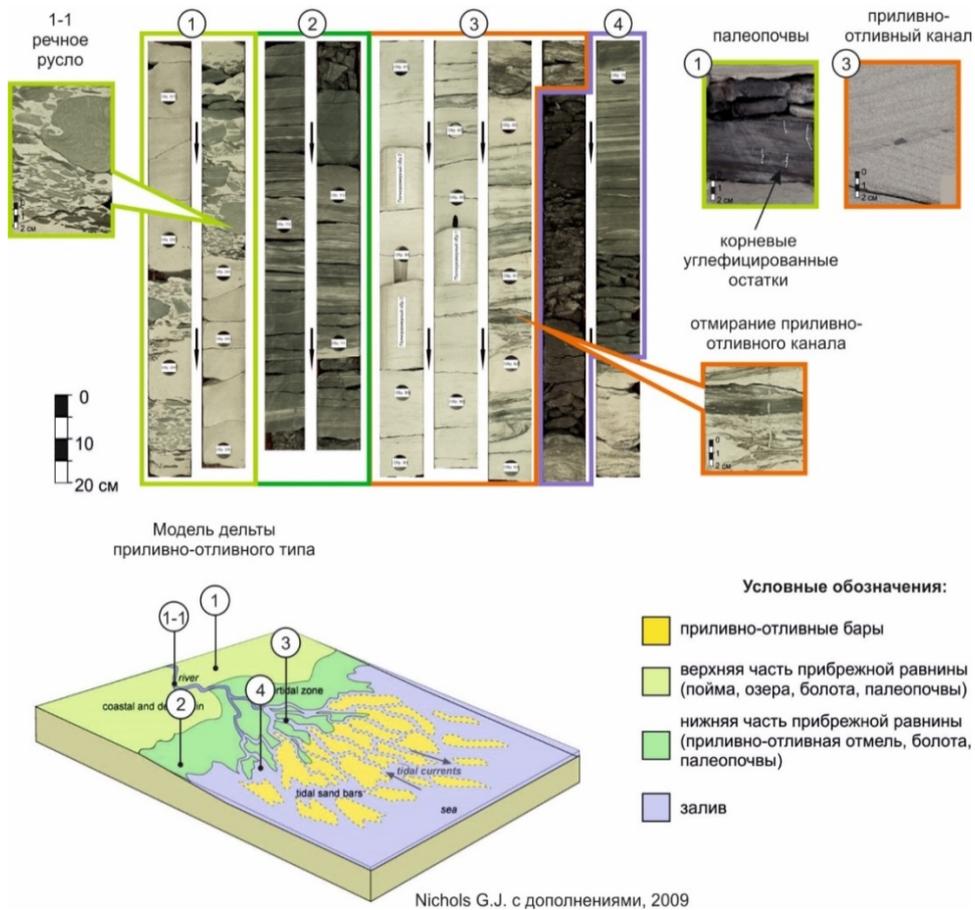


Рис. 2. Концептуальная модель образования пластов АТ₆₋₈ нижнего мела

Различные условия осадконакопления на небольшой площади создали сложную систему распределения песчаного материала. Это обусловило выполаживание рельефа и формирование дельтовых конусов выноса с пологими углами наклона. На территории формировались песчаные пласты, разделенные трансгрессивными глинистыми пачками, сформированными в

периоды затопления аллювиальной равнины. Основными источниками осадочного материала служили приподнятые участки Сибирской платформы с юго-востока и северо-востока [3]. Разрезы внутри дельтового комплекса имеют циклическое строение [4]. Это связано с продвижением дельты или ее лопастей в латеральном направлении.

Корреляция разрезов скважин

Корреляция разрезов скважин базируется на методике выделения реперов, на принципе схожести каротажных диаграмм с учетом характера насыщения выделенных коллекторов. Причем, по мнению авторов, характер насыщения коллекторов играет первостепенную роль при корреляции готерив-нижнеаптской песчано-глинистой ереямской свиты, в которой отсутствуют выдержанные глинистые пачки.

Для корреляции использовались реперы (изохронные границы):

- 1) репер над пластом ПК₁₄-R₈ (альб, покурская свита) — палеопочвы;
- 2) М' — репер U4 (над кровлей пластов ПК₁₉₋₂₀ — апт, покурская свита) — углисто-глинистая пачка;
- 3) ОГ М — кровля пласта АТ₆² — (нижний апт, ереямская свита) — углисто-глинистая пачка;
- 4) репер в кровле пласта АТ₈¹⁻¹ (баррем, ереямская свита) — глинистая пачка.
- 5) репер над пластом БТ₀ (верхи валанжина, заполярная свита) — глинистая пачка.

В интервалах залегания ереямской и покурской свит на кривых ГИС реперами являются угленосные прослои, которые выдержаны в локальных зонах. Угли соответствуют интервалам подтопления территории, когда относительный уровень моря максимален в морских обстановках, а в континентальных образуются обширные области заболачивания. Палеопочвы соответствуют интервалам с минимальным относительным уровнем моря и указывают на перерыв в осадконакоплении, что делает их присутствие важным стратиграфическим маркером для континентальных отложений, как на локальном, так и на региональном уровнях. Поверхность субэвразального несогласия при интерпретации геологического разреза принимается изохронной. Их образование связано с процессами субэвразальной переработки накопившегося осадка в моменты понижения относительного уровня моря и осушения территории. Палеопочвы переходили в угли или углисто-глинистые отложения, что подтверждено исследованиями керна (см. рис. 2). По данным ГИС, палеопочвы характеризуются повышенными показаниями водородосодержания, ГГКП и ПС, пониженными показаниями ГК и КС [5].

На востоке территории распределительные каналы резко опесчанены (коэффициент песчаности до 0,8–0,9). Системы каналов формировали аккреционные серии песчаных тел, разделенных тонкими глинистыми перемычками мощностью до 2 м. На карте временных толщин между ОГ М (кровля АТ₆²) и ОГ НБТ₁ отмечается, что на западе территории находилась наиболее прогнутая зона, компенсация которой происходила в пластах АТ₇₋₈ (рис. 3 и 4). Пласт АТ₆² характеризуется близкими толщинами по латерали и накапливался на компенсированной поверхности, после осадконакопления пластов АТ₇₋₈ (см. рис. 3).

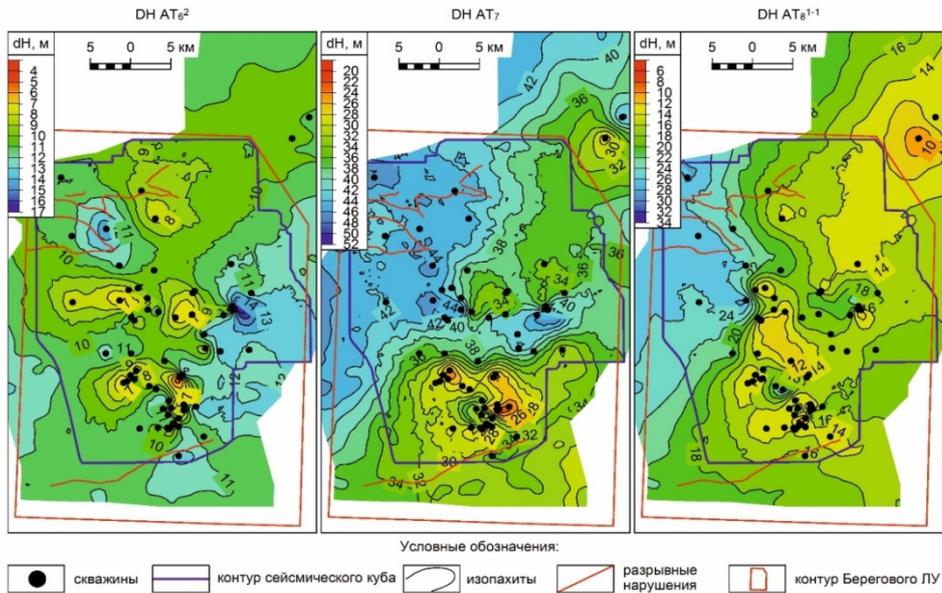


Рис. 3. Карты стратиграфических толщин пластов AT_6^2 , AT_7 и AT_8^{1-1}

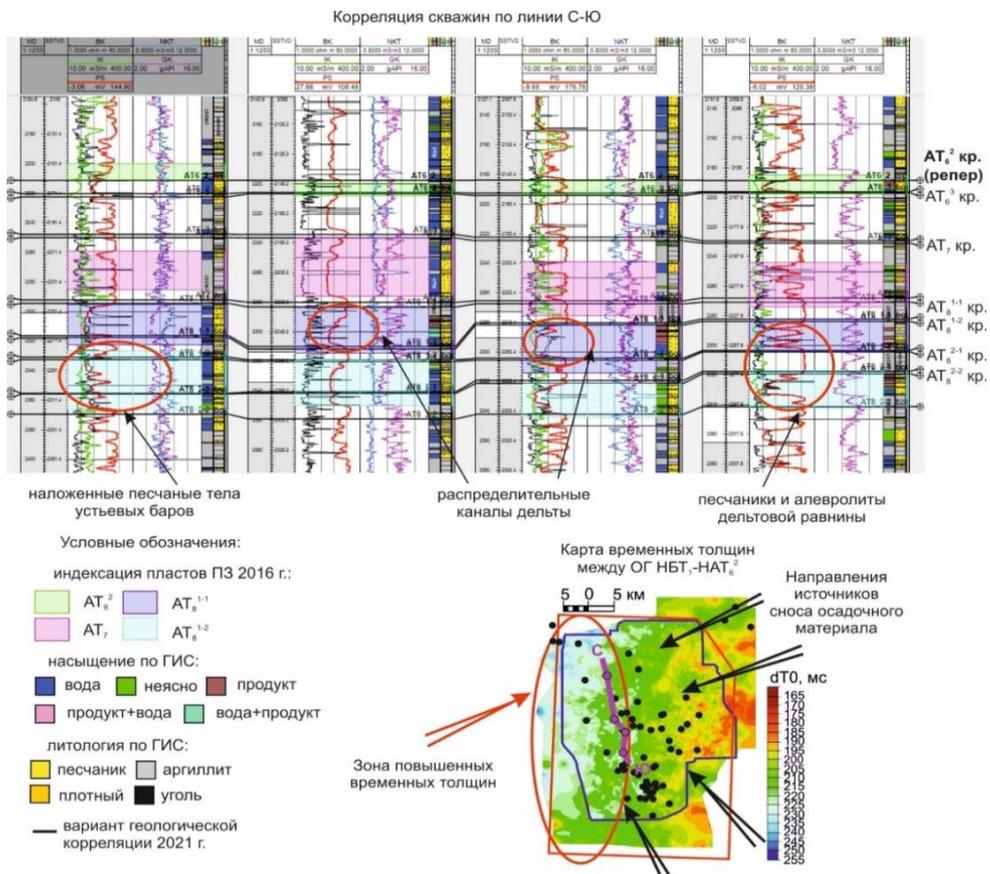


Рис. 4. Профиль корреляции с геологической интерпретацией данных ГИС

В пластах группы АТ₈ формировался проградирующий дельтовый комплекс. В разрезе выделяется несколько циклов выдвигания дельты на западном склоне Берегового ЛУ. Во фронтальной части дельты присутствуют песчаные тела дельтовых рукавов мощностью порядка 20 м (см. рис. 4). Кроме того, в дельтовой равнине формировались отложения заполнения внутридельтовых заливов (аргиллиты и алевролиты) [6].

В условиях дельтовой равнины присутствуют все факторы, необходимые для формирования скоплений УВ [7]: НГМТ (терригенно-угленосные толщи аллювиальной равнины, глинистые толщи шельфа и глубокого моря), коллектора (аллювиально-русловые и дельтовые осадки, близость к береговой зоне бассейна, граничащей с центром генерации УВ), ловушки (структурные, литологически ограниченные), покрышками служат глинистые отложения, формировавшиеся в периоды затопления дельтовой равнины.

Механизмы формирования зон гидродинамического разобщения резервуара

Зона сочленения разнонаправленных источников сноса может рассматриваться как зона «разобщения». Под зонами разобщения понимается, как правило, следующее.

1. Предполагается, что зоны разобщения представляют собой геологические тела с пониженным коэффициентом песчаности, разделяющие крупные песчаные аккумулятивные формы. Тип взаимоотношения проницаемых прослоев — внедрения, зубчатый, клиновидный (рис. 5).

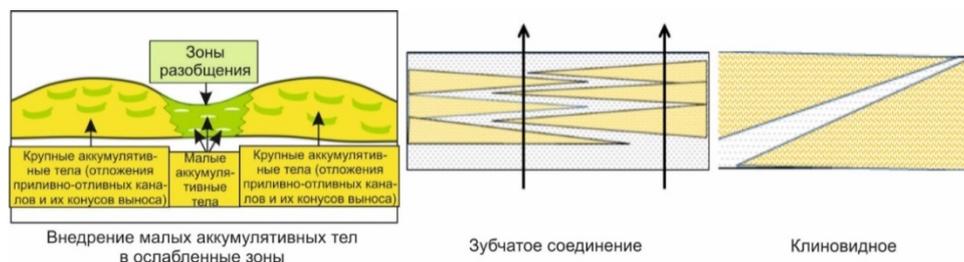


Рис. 5. Примеры зон разобщения

2. Границы фаций, где может происходить смена структуры порового пространства, или они сопряжены с маломощными глинистыми барьерами.

3. Безамплитудные или малоамплитудные конседиментационные разломы, или просто трещиноватые зоны, которые могут быть в пределах только одного пласта, куда затем могли проникать гидротермальные воды с минерализацией и создавать барьеры по плоскостям конседиментационного разлома [8].

4. Литологические экраны из карбонатных минералов, рассеянных в терригенных породах. Их образование Н. М. Страхов связывает с проявлением биогенных процессов на стадии диагенеза, когда развитие микроорганизмов способствует разрушению органического вещества, содержащегося в осадке [9]. В результате выделяется двуокись углерода, обогаща-

ющая придонный осадок карбонатом, при этом может возникать локальная карбонатизация.

5. Капиллярный барьер для углеводородов может возникнуть за счет изменения по латерали структуры порового пространства, улучшения или ухудшения ФЕС вследствие увеличения межфазного натяжения на контакте пластовой воды и углеводородов, что может произойти в том числе и по причине снижения со временем пластовой температуры. Капиллярные барьеры возникают на участках контрастной изменчивости фильтрационных свойств пород.

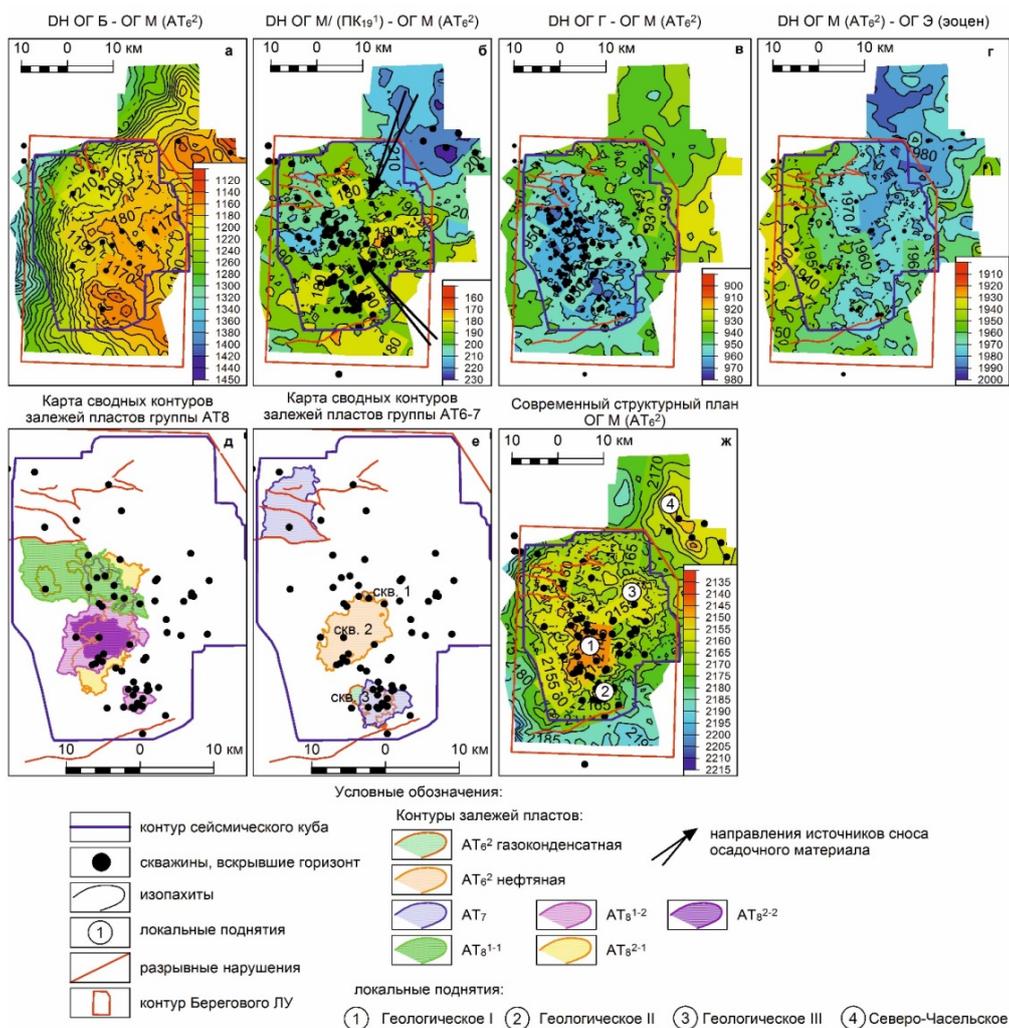


Рис. 6. Карты изопахит между ОГ (отражающими горизонтами)

Для анализа палеотектонических движений выбраны наиболее характерные карты толщин. Из рисунка 6 следует, что начало процессов формирования ловушек в интервале ереямской свиты соответствует палеогеновому времени (эоцен), амплитуды составляют первые метры. На тер-

ритории работ действовали источники сноса северо-восточного и юго-восточного направлений, которые отмечаются на карте толщин между ОГ М¹ (ПК₁₉¹) и ОГ М (АТ₆²) и выделяются как зоны увеличенных мощностей (см. рис. 6 а-г).

Накопление отложений в условиях дельтовой равнины обусловило наличие многочисленных зон разобщения на площади работ, которые образуют серию литологически экранированных залежей (см. рис. 6 д-ж).

Выделение зон разобщения выполнено по прогнозной карте коэффициента песчаности, полученной в результате атрибутного анализа сейсмических данных.

Принимается, что при коэффициенте песчаности > 0,5 зоны резервуара являются гидродинамически связанными [10]. Эта информация также учитывалась при картировании геометрии зон разобщения.

Модель формирования аккумуляций открытых залежей и их дифференцированного фазового состава

По данным геохимических исследований (АО «ТомскНИПИнефть», И. В. Гончаров и др., 2020 г.) интервалов юрского и мелового разрезов Берегового месторождения установлено, что зрелость меловых отложений соответствует стадии преобразованности не выше МК₁¹ (незрелое ОВ — раннее нефтяное окно) — значения T_{max} = 414–427 °С, образцы относятся к керогену III типа (рис. 7).

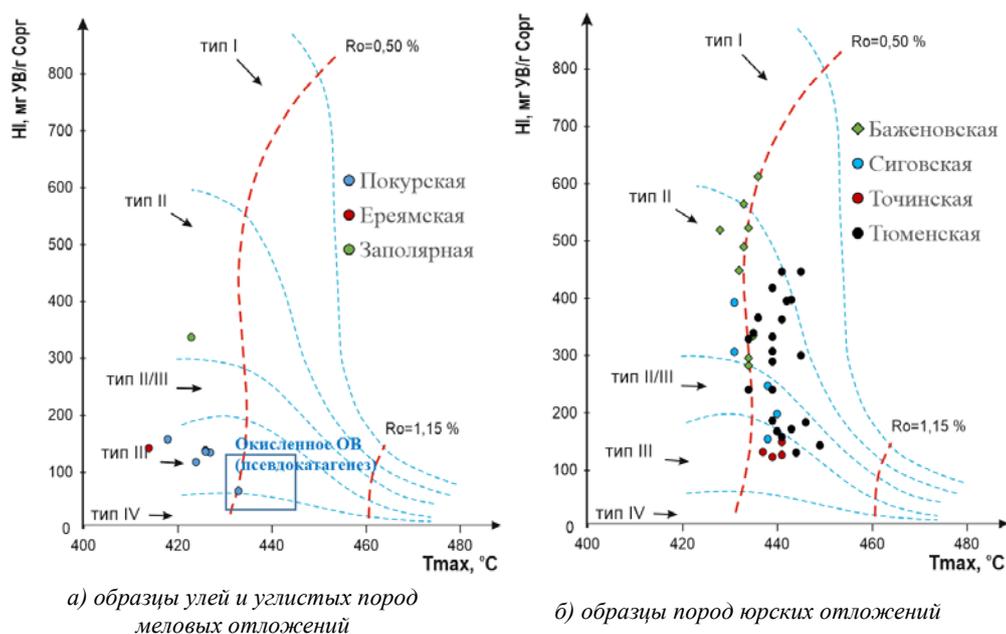


Рис. 7. Диаграмма HI-T_{max} для образцов пород юрских и меловых отложений Берегового ЛУ

Для верхне- и среднеюрских отложений значения параметра T_{max} от 428 до 446 °С соответствуют уровню катагенеза на стадии МК₁¹–МК₁² или началу нефтяного окна, для отложений характерны II, II/III и III типы керо-

гена (см. рис. 7). По данным А. Н. Фомина [11], современная катагенетическая зональность указывает, что толщи юрского возраста в районе Берегового месторождения находятся в нефтяном окне — ГЗН (МК₁²–МК₃). Образцы пород из нижнеюрских отложений не отбирались для геохимических исследований ввиду отсутствия кернового материала. Но они могут рассматриваться в качестве потенциальных нефтегазоматеринских толщ, исходя из региональных исследований.

Изотопные исследования газов из пластов АТ_{7,8} показывают, что они были генерированы органическим веществом углей средней и верхней юры. Отбор проб нефтей в интервале пласта АТ₆² для изотопных исследований не проводился. Однако по данным исследований нефтей одного из пластов группы ПК₂₀ (подошвенная часть покурской свиты) Хадырьяхинского ЛУ (34 км юго-восточнее Берегового ЛУ) установлено, что она образована за счет смешения нефтей морского и неморского генезиса разных источников. Предполагается, что нефть пласта АТ₆² также была сгенерирована органическим веществом разных генетических групп, источником которого могут рассматриваться аргиллиты, угли и аргиллито-углистые отложения заполярной свиты нижнего мела, баженовской и тюменской свит юрского интервала разреза. Образование скоплений УВ происходило за счет латеральной миграции из близлежащих мегапрогибов с катагенетической зрелостью до градаций АК (сверхзрелое ОВ пород, генерация сухого газа) и вертикальной миграции из юрских отложений, углей и углистых пород мелового возраста. По данным бассейнового моделирования (ООО «ГННЦ»), юрские отложения вступили в ГЗН в период раннего мела, меловые отложения заполярной свиты (валанжинский ярус) — в начале позднего мела. Миграционные потоки УВ в многофазном состоянии двигались от депоцентров генерации к положительным структурам с постепенно обновляемым компонентным составом в сторону упрощения (от первичной нефти и углеводородных газов к сухому газу). Заполнение структур происходило в два этапа. На первом этапе генерировались газы ранней генерации и УВ нефтяного ряда, происходит латеральная и вертикальная миграция УВ, дифференциация залежей с учетом гипсометрических уровней структурного плана и ФЕС интервала резервуара. На втором этапе формируются первичные газоконденсатные смеси. Нефтяные скопления замещаются газоконденсатом и газом преимущественно метанового состава на последнем этапе погружения бассейна [12]. В интервале пластов АТ₈ получены притоки газоконденсата с плотностью $\rho_k = 0,721\text{--}0,779 \text{ г/см}^3$. Однако в стратиграфическом интервале пласта АТ₇ в купольной части месторождения (см. рис. 6, локальное поднятие 1) над залежами пластов АТ₈ скопления УВ отсутствуют. Пласт АТ₇ (Кп 11–26 %, Кпр = 0,17–205 мД) продуктивен в северо-западной и южной частях Берегового ЛУ. Предположительно, более мористые покрышки пластов АТ₈ смогли удерживать залежи в сводовой части структуры 1, которая характеризовалась более интенсивным темпом роста (см. рис. 6). Однако в пласте АТ₇ в результате инверсионных процессов произошло снижение экранирующих свойств покрышки в районе структуры 1. УВ поступили в вышележащий пласт АТ₆² и перераспределились.

В пласте АТ₆² выявлено три залежи: легкой нефти ($\rho_n = 0,819 \text{ г/см}^3$, ГФ = 15 м³/м³) и две газоконденсатных в центральной ($\rho_k = 0,749 \text{ г/см}^3$) и южной ($\rho_k = 0,728 \text{ г/см}^3$) частях (см. рис. 6).

При анализе механизмов формирования нефтяных скоплений УВ в арктических регионах Западной Сибири М. А. Лобусев [1] отмечает, что интенсивность обменных процессов в залежах определяется ФЕС интервала резервуара. Чем хуже коллекторские свойства, тем труднее протекают процессы переформирования нефтяных залежей за счет непрерывного поступления газоконденсатных растворов [13]. По данным керновых исследований, интервал пластов AT_8 характеризуется K_p 10–25 %, $K_{пр}$ до 341 мД. Сравнение коллекторских свойств пласта AT_6^2 в залежах с разным насыщением показывает, что там, где коллекторские свойства хуже, локализуются газоконденсатные залежи, где лучше — УВ нефтяного ряда. В районе нефтяной залежи (скв. 2) K_p = 16–23 %, $K_{пр}$ = 1,2–143 мД, в районе газоконденсатных — K_p = 17,5–18,5 %, $K_{пр}$ = 4–7 мД (район скв. 1 и 3).

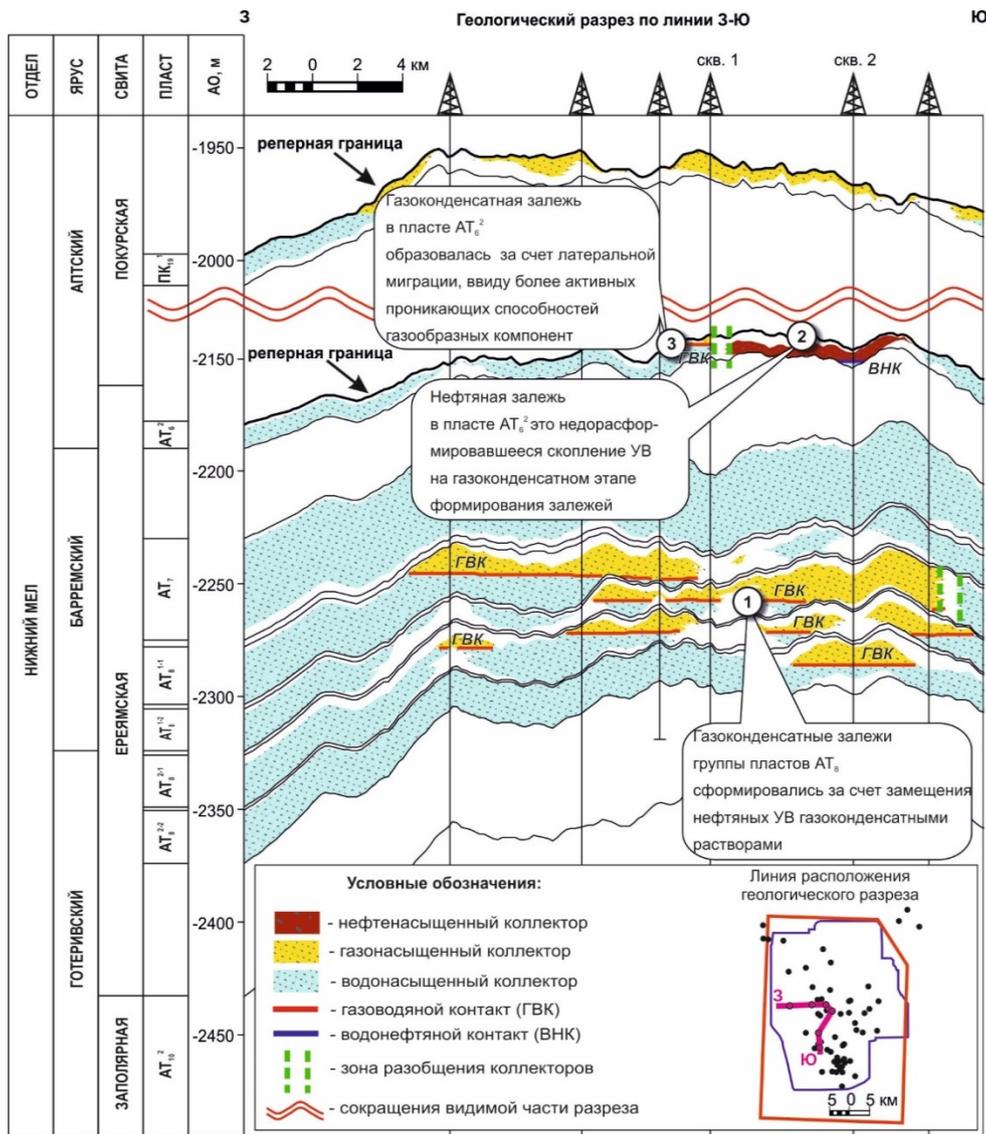


Рис. 8. Геологический разрез по линии запад — юг

За счет одновременной генерации жидких и газообразных УВ разными источниками в интервал пласта поступали флюиды с различными динамическими характеристиками. Распределение флюидов в интервале коллектора определяется в основном гравитационным и гидравлическим факторами, капиллярным давлением [14, 15]. На первых этапах в районе скв. 1 поступления нефти/нефтяных эмульсий в интервал коллектора УВ не смогли преодолеть капиллярные силы за счет энергии гидродинамического напора пластовых вод (перенос капель нефти за счет движения воды) ввиду низких ФЕС в интервале миграции (см. рис. 6). Направления движения нефти были приурочены к наиболее проницаемым зонам, что способствовало образованию залежи в районе скв. 2. Так как газ обладает более высокой подвижностью относительно нефти, образовалась газоконденсатная залежь в районе скв. 1 (рис. 6 и 8). Таким образом, нефтяная залежь в интервале пласта АТ₆² рассматривается как недорасформировавшееся скопление в процессе активных вертикальных процессов миграции газоконденсатной смеси (см. рис. 8).

Выводы

1. По результатам новых геолого-геофизических данных создана новая геологическая модель пластов группы АТ₆₋₈ ереямской свиты нижнего мела (готерив-апт) Берегового месторождения. Корреляция разрезов группы АТ₆₋₈ выполнена с учетом формирования пластов в субконтинентальных обстановках осадконакопления. Выделено несколько циклов проградации дельты.

2. Формирование зон разобщения обусловлено разными источниками сноса. В результате смешения различного литологического состава переносимых осадков образовывались зоны с пониженным коэффициентом песчаности.

3. По данным геохимических исследований, в качестве нефтегазоматеринских толщ на Береговом ЛУ можно рассматривать аргиллиты, угли и аргиллито-углистые отложения заполярной свиты нижнего мела, баженновской и тюменской свит юрского интервала разреза. Нижнеюрские отложения могут рассматриваться в качестве потенциальных нефтегазоматеринских толщ, исходя из региональных исследований.

4. Дифференциация фазового состава в интервале пластов АТ₆₋₈ обусловлена различной этапностью формирования скоплений УВ. На первом этапе образовывались газы ранней генерации и УВ нефтяного ряда. На втором этапе за счет процессов миграции нефтяные скопления замещаются газоконденсатом и затем газом преимущественно метанового состава. В результате в интервале пластов АТ₈ образовались газоконденсатные залежи, а в АТ₆² недорасформировавшаяся нефтяная залежь ввиду более низких ФЕС относительно нижней части разреза. Образование газоконденсатной залежи происходило за счет латеральной миграции, ввиду более активных проникающих способностей газообразных компонент (им легче насытить поровое пространство, чем УВ нефтяного ряда). Отсутствие залежи в интервале пласта АТ₇ в районе локального поднятия 1 обусловлено снижением экранирующих свойств покрышки.

Список источников

1. Лобусев, М. А. Концепция формирования Арктической газоносной провинции Западной Сибири : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Лобусев Михаил Александрович ; Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина. – Москва, 2020. – 277 с. – Текст : непосредственный.
2. 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.
3. Рыкус, М. В. Литолого-фациальные особенности нефтегазоносных комплексов Пурского района Западной Сибири / М. В. Рыкус. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-2-14-26. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 2. – С. 14–26.
4. Nichols, G. *Sedimentology and Stratigraphy* / G. Nichols. – 2nd edition. – New Jersey (USA) : Wiley-Blackwell, 2009. – 432 p. – Direct text.
5. Зундэ, Д. А. Разработка методики дифференциации континентальных отложений с использованием сиквенс-стратиграфической модели на примере пластов покурской свиты месторождений Западной Сибири : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Зундэ Дмитрий Алексеевич ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 2016. – 152 с. – Текст : непосредственный.
6. Рединг, Х. Г. Обстановки осадконакопления и фации : в 2 т. / Х. Г. Рединг, Дж. Д. Коллинсон, Ф. А. Аллен [и др.]; перевод с английского И. С. Барсукова [и др.], под редакцией П. П. Тимофеева. – Москва : Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с. – Перевод изд.: *Sedimentary environments and facies* / H. D. Reading, J. D. Collinson, P. A. Allen et al. New York, 1978. – Текст : непосредственный.
7. Марковский, Н. И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа / Н. И. Марковский. – Москва : Недра, 1973. – 304 с. – Текст : непосредственный.
8. Космачева, М. С. Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями / М. С. Космачева, И. М. Индрупский. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 7 (60). – С. 52–57.
9. Страхов, Н. М. Основы теории литогенеза / Н. М. Страхов ; Академия наук СССР. – Москва : Изд-во Академии наук СССР, 1960. – Т. 1 – 231 с. – Текст : непосредственный.
10. Allen, J. R. L. *Studies in fluvial sedimentation : an exploratory quantitative model for the architecture of avulsion-controlled alluvial suites* / J. R. L. Allen. – DOI 10.1016/0037-0738(78)90002-7. – Direct text // *Sedimentary Geology*. – 1978. – Vol. 21, Issue 2. – P. 129–147.
11. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна : специальность 25.00.09 «Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-химических наук / Фомин Александр Николаевич. – Новосибирск, 2011. – 351 с.
12. Формирование газоконденсатных залежей среднего Каспия / Н. В. Дорофеев, А. В. Бочкарев, С. Б. Остроухов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 9. – С. 4–13.

13. Кузнецова, Я. В. Методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири / Я. В. Кузнецова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 5. – С. 10–14.

14. Жильцова, А. А. Миграция углеводородных флюидов и геохимический метод индикации залежей / А. А. Жильцова, В. И. Исаев, Ю. В. Коржов. – Текст : непосредственный // Региональные проблемы. – 2010. – Т. 13, № 1. – С. 11–17.

15. Коржов, Ю. В. Проблемы нефтепоисковой геохимии и обобщающая схема миграции углеводородных флюидов / Ю. В. Коржов, В. И. Исаев, А. А. Жильцова. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318, № 1. – С. 116–122.

References

1. Lobusev, M. A. (2020). Kontsepsiya formirovaniya Arkticheskoy gazonosnoy provintsii Zapadnoy Sibiri. Diss. ... dokt. geol.-mineral. nauk, Moscow, 277 p. (In Russian).

2. Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanenkov, V. A., Karogodin, Yu. 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 Russian).

3. Rykus, M. V. (2019). Lithofacies peculiarities of oil and gas-containing complexes of the Pursk region of Western Siberia. Petroleum Engineering, 17(2), pp. 14-26. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-2-14-26

4. Nichols, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy. 2nd edition. New Jersey, USA, Wiley-Blackwell, 432 p. (In English).

5. Zunde, D. A. (2016). Razrabotka metodiki differentsiatsii kontinental'nykh otlozheniy s ispol'zovaniem sikvens-stratigraficheskoy modeli na primere plastov pokurskoy svity mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk, Tyumen, 152 p. (In Russian).

6. Reding, H. G., Collinson, J. D., Allen, F. A., Elliott, T., Schreiber, B. Sh., Johnson, G. D.,... Mitchell, A. H. G. (1978). Sedimentary environments and facies. New York, Elsevier, 1978. (In English).

7. Markovsky, N. I. (1973). Paleogeograficheskie osnovy poiskov nefti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 304 p. (In Russian).

8. Kosmacheva, M. S., & Indrupskiy, I. M. (2017). Development specifics of fields complicated by tectonic faults. Exposition Oil & Gas, (7(60)), pp. 52-57. (In Russian).

9. Strakhov, N. M. (1960). Osnovy teorii litogeneza. Tom 1. Moscow, Academy of Sciences of the USSR Publ., 231 p. (In Russian).

10. Allen, J. R. L. (1978). Studies in fluvial sedimentation: an exploratory quantitative model for the architecture of avulsion-controlled alluvial suites. Sedimentary Geology, 21(2), pp. 129-147. (In English). DOI: 10.1016/0037-0738(78)90002-7

11. Fomin, A. N. (2011). Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh (yura, trias) i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Novosibirsk, 351 p. (In Russian).

12. Dorofeev, N. V., Bochkarev, A. V., Ostroukhov, S. B., Taldykin, S. A., & Kulagin, A. A. (2014). Generation of gas-condensate deposits of the mid-Caspian. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 4-13. (In Russian).

13. Kuznetsova, Ya. V. (2014). Some method of oil-saturation modeling of reservoirs located under oil source rocks with the example of the upper Jurassic formations of the Western Siberia. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (5), pp. 10-14. (In Russian).

14. Zhiltsova, A. A., Isaev, V. I., & Korzhov, Yu. V. (2010). Migration of hydrocarbonic fluids and geochemical method of deposits indication, *Regional problems*, 13(1), pp. 11-17. (In Russian).

15. Korzhov, Yu. V., Isaev, V. I., & Zhiltsova, A. A. (2011). Problemy neftepoiskovoy geokhimii i obobshchayushchaya skhema migratsii uglevodorodnykh flyuidov, *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 318(1), pp. 116-122. (In Russian).

Информация об авторах

Полищук Анастасия Валерьевна, заведующий сектором управления ГРП Западной Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, avpolischuk@tnnc.rosneft.ru

Сидоров Артур Евгеньевич, заведующий сектором управления ГРП Западной Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Нассонова Наталья Валентиновна, кандидат геолого-минералогических наук, старший эксперт экспертно-аналитического управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Фищенко Анжелика Николаевна, и. о. заместителя генерального директора по региональной геологии и ГРП, начальник управления ГРП Западной Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Дорохов Антон Романович, начальник отдела ГРП, ресурсной базы и лицензирования, АО «Сибнефтегаз», г. Новый Уренгой

Гильмутдинов Айдар Эдуардович, главный специалист отдела повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий, АО «Сибнефтегаз», г. Новый Уренгой

Information about the authors

Anastasiya V. Polishchuk, Head of Geological Exploration Team, West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, avpolischuk@tnnc.rosneft.ru

Arthur E. Sidorov, Head of Geological Exploration Team, West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Natalia V. Nassonova, Candidate of Geology and Mineralogy, Chief Expert, Expert and Analytical Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

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

Anton R. Dorokhov, Head of Geological Exploration Department, Sibneftegaz JSC, Novy Urengoy

Aydar E. Gilmutdinov, Chief Specialist, Geological and Technical Works Department, Sibneftegaz JSC, Novy Urengoy

Статья поступила в редакцию 29.04.2022; одобрена после рецензирования 16.05.2022; принята к публикации 20.05.2022.

The article was submitted 29.04.2022; approved after reviewing 16.05.2022; accepted for publication 20.05.2022.

УДК 556.31:553.98

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-38-56

Гидрогеохимические условия мезозойского гидрогеологического бассейна Равнинного нефтяного месторождения

Ю. И. Сальникова^{1, 2*}, В. А. Бешенцев²

¹Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*salnikova.julja@rambler.ru

Аннотация. Исследования гидрогеохимических особенностей подземных вод глубоких горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна достаточно актуальны. Они тесно связаны с прикладными и фундаментальными вопросами нефтегазовой гидрогеологии и позволяют изучить процессы образования, аккумуляции и миграции углеводородов.

В статье рассмотрены результаты анализа гидрогеохимических условий мезозойского гидрогеологического бассейна Равнинного нефтяного месторождения. Ионно-солевой состав подземных вод глубоких горизонтов рассматриваемой территории изменчив. В основном подземные воды относятся к хлоридно-кальциевому типу (по В. А. Сулину), но локальное распространение имеют хлоридно-магниевые и гидрокарбонатно-натриевые воды. Гидрогеологические условия месторождения проявляются в изменении химического состава подземных вод и в вертикальной гидрохимической зональности. Описаны черты регионального распределения пластовых температур и пластовых давлений апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов. Изучение факторов формирования гидрогеохимического поля месторождения выполнено с учетом палеотектонических, палеогеоморфологических и палеогидрогеологических реконструкций условий, оказавших влияние на накопление флюидов. В отложениях доюрского комплекса широко распространены разрывные нарушения, а также угловые несогласия между породами различного возраста, предопределившие миграцию углеводородов и формирование их залежей.

Ключевые слова: нефтегазовая гидрогеология, мезозойский гидрогеологический бассейн, минерализация подземных вод, пластовая температура, пластовое давление, водонапорная система, палеогидрогеология

Для цитирования: Сальникова, Ю. И. Гидрогеохимические условия мезозойского гидрогеологического бассейна Равнинного нефтяного месторождения / Ю. И. Сальникова, В. А. Бешенцев – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-38-56 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 38–56.

Hydrogeochemical conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within the Ravninnoe oil field

Yulia I. Salnikova^{1, 2*}, Vladimir A. Beshentsev²

¹West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*salnikova.julja@rambler.ru

Abstract. Studies of the hydrogeochemical features of groundwater in deep horizons of the West Siberian megabasin are important. They are closely related to applied and fundamental issues of oil and gas hydrogeology and allow studying the processes of formation, accumulation and migration of hydrocarbons.

The article deals with our analysis of the hydrogeochemical conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within the Ravninnoe oil field. The ion-salt composition of groundwater in deep horizons in the territory is variable. Basically groundwater are of the calcium chloride type (according to V. A. Sulin's classification), but magnesium chloride and sodium bicarbonate types of water are locally distributed. The hydrogeological conditions of the field are manifested in the change in the chemical composition of groundwater and in the vertical hydrochemical zonality. The article describes the features of the regional distribution of reservoir temperatures and reservoir pressures of the Aptian-Albian-Cenomanian, Neocomian and Jurassic hydrogeological complexes. The study of the formation factors of the hydrogeochemical field of these deposits was carried out taking into account paleotectonic, paleogeomorphological and paleohydrogeological reconstructions of the conditions that influenced the accumulation of fluids. Faults are widespread in the deposits of the pre-Jurassic complex, as well as angular unconformities between rocks of different ages, which predetermined the migration of hydrocarbons and the formation of their deposits.

Keywords: petroleum hydrogeology, the Mesozoic hydrogeological basin, groundwater salinity, reservoir temperature, reservoir pressure, water pumping system, paleohydrogeology

For citation: Salnikova, Yu. I., & Beshentsev, V. A. (2022). Hydrogeochemical conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within the Ravninnoe oil field. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 38-56. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-38-56

Введение

Гидрогеохимический облик подземных вод мезозойского бассейна Равнинного месторождения отражает воздействие ряда факторов, а именно: палеогеографических условий формирования, приуроченности территории к границе элизионной литостатической и элизионной геодинамической водонапорных систем [1], предопределившей поступление элизионных вод, и температур фундамента, активизирующих процессы ионного обмена в системе «вода — порода». Особое внимание акцентировано на тектонической активности района исследований, оказавшей влияние на вещественный и газовый составы пластовых вод и их гидрогеодинамику. В настоящее время решение этих вопросов осложняется неоднородной опробованностью подземных вод глубоких горизонтов.

Авторами выполнен анализ гидрогеохимических условий мезозойского гидрогеологического бассейна Равнинного месторождения, расположенного в Пур-Газовской нефтегазоносной области.

Показатели пластовых давлений в интервалах гидрогеологических комплексов мезозоя имеют нормальные значения. В юрском комплексе фрагментарно встречаются догидростатические пластовые давления, где дефицит достигает 5 МПа. Здесь может оказывать влияние близость геодинамической водонапорной системы Западно-Сибирского мегабассейна (Омско-Гыданской структурной зоны), а также зон растяжения земной коры в пределах этой системы участков, «всасывающих» глубокие флюиды.

Объект и методы исследования

Равнинный участок в гидродинамическом отношении приурочен к крупному Западно-Сибирскому артезианскому мегабассейну. В гидрогеологическом разрезе Западно-Сибирской водонапорной системы, в северо-восточной части которой находится рассматриваемый участок, выделяются два гидрогеологических этажа (в соответствии со стратификацией [2–4]), каждый из которых имеет специфические черты геохимии и гидродинамики подземных вод ввиду изолированности мощным турон-эоценовым водоупорным горизонтом (табл. 1).

Таблица 1

Схематический гидрогеологический разрез района Равнинного месторождения

Гидрогеологические комплексы		Слагающие породы; толщина, м	$\frac{K_{П, \%}}{K_{ПР} \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2}$	Дебиты, м ³ /сут СДУ*, м	Т, °С
Водоносный	Водоупорный				
Эоцен-четвертичный		Пески, супеси, суглинки, глины с гравием и галькой; до 340 м	н/д	5–28 л/с	+2÷–2
	Турон-эоценовый региональный	Глины, пески, алевроиты, опоки, до 900 м	–	–	–
Апт-альб-сеноманский		Чередование песчаников, (вверху уплотненных песков), алевролитов и глин (700 м)	$\frac{27,4}{441,61}$	$\frac{12}{1\ 005}$	+38÷+58
	Барремский субрегиональный	Алевролитовые глины, алевролиты, песчаники (до 25 м)	–	–	–
Неокомский		Чередование песчаников, алевролитов и глин; около 700–800 м	$\frac{12-18}{1-60}$	$\frac{28,3-251,1}{900-259,5}$ 1,3 (4 мм)	+65÷+86
	Кимеридж-волжско-берриас-валанжинский субрегиональный	Глины аргиллитоподобные; около 200 м	–	–	–
Юрский + водоносная трещиноватая зона фундамента		Чередование песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин, трещиновато-выветрелые породы фундамента, 1 000 м и более	$\frac{16,6}{23,3}$	$\frac{3,4-67,2}{247,5-105,1}$	+88÷+108

Примечание: *СДУ — средний динамический уровень

Верхний этаж содержит пресные воды и отличается обстановкой свободного газоводообмена, частично заморожен в зоне развития многолетнемерзлых пород [5]. Воды верхнего этажа в нашей работе не являются объектом изучения, что позволяет опустить их характеристику.

Минерализованные подземные воды нижнего гидрогеологического этажа — объект исследований — относятся (сверху вниз) к апт-альб-сеноманскому, неокомскому и юрскому (совместно с проницаемыми образованиями доюрского фундамента) комплексам. Указанные комплексы находятся в зоне затрудненного, местами застойного водообмена. Подземные воды имеют хлоридный натриевый состав, отличаются относительно повышенным содержанием микрокомпонентов, бессульфатностью и бескарбонатностью (SO_4^{2-} и CO_3^{2-} встречены в отдельных пробах в незначительных количествах). Состав водорастворенных газов преимущественно метановый.

Изучаемое месторождение представлено пробами подземных вод по апт-альб-сеноманскому и юрскому водоносным комплексам. При описании гидрогеологической обстановки нижнего этажа района работ также использован фактический материал по водозаборным и разведочным скважинам Холмистого, Чатылькинского, Фестивального и других близлежащих месторождений. Статистические показатели химического состава подземных вод комплексов нижнего гидрогеологического этажа приведены в таблице 2.

На большей части рассматриваемого района наблюдается опесчанивание глинистого водоупора, разделяющего апт-альб-сеноманский и неокомский гидрогеологические комплексы, глины нижнего апта восточной части Западно-Сибирского мегабассейна отчетливо не прослеживаются [6].

Равнинное месторождение находится вблизи границы внешней и краевой гидрогеологических зон, условно проводимой по изоминере 10 г/дм^3 . Данное обстоятельство предопределяет некоторые черты гидрогеологических условий рассматриваемой территории, которые выражаются в изменении химического состава подземных вод и увеличении минерализации вод с глубиной, то есть проявляется прямой тип вертикальной гидрогеохимической зональности. Рост водородного показателя (до 8,0–9,0) наиболее выражен в апт-альб-сеноманском комплексе [7, 8].

Для восстановления солевого состава пластовых вод древних морских и озерно-аллювиальных бассейнов мезозоя привлечены фондовые данные результатов палеогеографических реконструкций. В качестве определяющего фактора направленности изменения химического состава вод в процессе эволюции осадочного бассейна использованы генетические коэффициенты метаморфизации: натрий-хлорный ($r\text{Na}/r\text{Cl}$) и хлор-бромный (Cl/Br) [9, 10]. В качестве факторов, контролирующих последующие изменения химического состава вод после их захоронения, выступают температура, давление, наличие инфильтрационного питания.

Результаты и обсуждение

Равнинное месторождение расположено в Красноселькупском районе Тюменской области Ямало-Ненецкого автономного округа. Географически рассматриваемая территория находится в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины. Рельеф местности представлен полого-

холмистой равниной, наклоненной с юга (а.о. +86,5 м) на север (а.о. +56,8 м). Господствующим ландшафтом северной части территории является заболоченная северная тайга. Южнее территория относится к зоне лесотундры [11].

Таблица 2

**Гидрогеохимическая характеристика нижнего гидрогеологического этажа
Равнинного месторождения**

Единица измерения	Показатель	Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Юрский + PZ
		pH	7,0–9,0	6,2–8,2
г/дм ³	Минерализация	5,0–13,0/3,5–9,8*	13,3–31,2	26,1–46,8
мг–экв/дм ³	Na ⁺ + K ⁺	52,6–204,0	194,8–489,0	398,4–613,1
	Ca ²⁺	4,3–15,0/1,0–7,5*	10,4–117,8/9,1*	25,9–92,3
	Mg ²⁺	1,0–7,0	0,5–29,9	1,0–19,2
	NH ₄ ⁺	0,1–1,3	0,4–3,3	0,8–9,5
	Cl ⁻	46,0–210,0	215,0–515,0	430,0–670,0
	HCO ₃ ⁻	4,2–10,8/9,4–16,4*	0,6–14,6/12,4*	18,2
	SO ₄ ²⁻	< 0,2	< 0,7	< 1,5
	CO ₃ ²⁻	< 0,2	0	0
	I	0,9–7,1	До 10,9	1,7–6,5
	Br	8,0–29,2	38,3–50,8	57,1–81,8
	B	1,3–8,9	14,4	4,2–14,9
	Fe	0,3–0,6	–	–
	rNa/rCl	0,92–0,99/ 1,00–1,13*	0,75–0,97/ 1,01*	0,84–0,96/ 1,01–1,03*
	Cl/Br	203,9–280,6	199,8–403,9	240,4–362,6
г/см ³	Плотность воды	1,002–1,009	1,001–1,021	1,017–1,029
	Тип вод по В. А. Сулину	Хлоридно-кальциевый, хлоридно-магниевый/гидрокарбонатно-натриевый*	Хлоридно-кальциевый/хлоридно-магниевый*, гидрокарбонатно-натриевый*	Хлоридно-кальциевый/гидрокарбонатно-натриевый*

Примечание: * — локальное распространение

Климатические особенности рассматриваемой территории обусловлены ее географическим положением (северная часть в глубине континента) и, как следствие, слабым притоком солнечной радиации [12].

Гидрография района работ представлена притоками р. Тольки (приток р. Таз). Непосредственно на территории Равнинного месторождения берет начало река Варкы-Чюэлькы. Кроме того, на площади много озер, воды которых используют для технического водоснабжения. По данным экологических исследований природных вод [13], их качество признано удовлетворительным.

Гидрогеологические условия мезозойского бассейна

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс района Равнинного месторождения приурочен к Тазовско-Уренгойской фациальной зоне и представлен покурской и ереямской (в объеме апта) свитами, сформированными песчаниками (вверху уплотненными песками), алевролитами и глинами (общей толщиной порядка 700 м).

Подошвенным водоупором апт-альб-сеноманского комплекса являются глины верхней части ереямской свиты барремского возраста (до 30 м).

На рассматриваемой территории породы комплекса характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Среднее значение пористости составляет 27,4 %, проницаемости — $441,61 \cdot 10^{-3}$ мкм² (см. табл. 1).

Пьезометрическая поверхность комплекса плавно снижается от обрамления бассейна к его центральной части и далее, в северном направлении со средним уклоном около 0,0002 (в прибортовых районах — до 0,0035). Воды комплекса высоконапорные, величина напора около 1 000 м. По данным опытно-фильтрационных работ соседних месторождений, суммарная водопроницаемость колеблется в пределах от 50–100 до 500 м²/сут, пьезопроводность — $n \cdot 10^5$ м²/сут [14, 15]. На Равнинном месторождении водопроницаемость составила 175,9 м²/сут, коэффициент пьезопроводности — $9,47 \cdot 10^5$ м²/сут.

Водообильность отложений довольно высокая. При испытании комплекса в разведочный период на Равнинном месторождении зафиксированы непереливающиеся притоки с дебитами 12,0 м³/сут при СДУ, равном 1 005 м (см. табл. 1).

Гидрогеохимическая характеристика вод в районе работ приводится по пятнадцати представительным пробам, отобранным в основном на Холмистом и Чатылькинском месторождениях.

Воды комплекса принадлежат к хлоридным натриевым, преобладают хлоридно-кальциевый и хлоридно-магниевый типы вод по классификации В. А. Сулина, гидрокарбонатный встречен на Воргенском и Фестивальном месторождениях. Пределы изменения минерализации для всех типов близкие: от 5,0 до 13,0 г/дм³ и от 3,5 до 9,8 г/дм³, соответственно. Водородный показатель изменяется от 7,0 до 9,0. Коэффициент метаморфизации $r_{Na/Cl}$ составляет 0,92–0,99 для хлоридно-кальциевого, хлоридно-магниевого типов и 1,00–1,13 — для гидрокарбонатно-натриевого. Коэффициент Cl/Vg изменяется незначительно (203,9–280,6). В водах доминирующих типов ионы кальция содержатся в количестве 4,3–15,0 мг-экв/дм³, гидрокарбонатно-натриевого типа — 1,0–7,5 мг-экв/дм³; гидрокарбонат-иона — 4,2–10,8 мг-экв/дм³ и 9,4–16,4 мг-экв/дм³, соответственно. Количество магния не превышает 7,0 мг-экв/дм³ (см. табл. 2).

Микрокомпонентный состав представлен йодом (0,9–7,1 мг/дм³), бромом (8,0–29,2 мг/дм³), бором (1,3–8,9 мг/дм³), железом (0,3–0,6 мг/дм³). По величине минерализации (≤ 15 г/дм³), низкому содержанию в большинстве проб йода (≤ 5 мг/дм³) и брома (≤ 25 мг/дм³) воды не имеют бальнеологического значения для наружного применения.

Водорастворенный газ пробам не представлен. По региональным данным, состав метановый, газонасыщенность подземных вод — 1,0–1,5 м³/м³ [3].

Неокомский водоносный комплекс представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитоподобными глинами ереямской (без низов апта), заполярной и верхней части мегионской свит (около 700–800 м). Подстилающим водоупором комплекса являются глины марьяновской и нижней части мегионской свит суммарной мощностью около 200 м.

Пористость и проницаемость пород-коллекторов значительно ниже относительно апт-альб-сеноманского комплекса, значения коэффициентов составляют: $K_p = 12\text{--}18\%$, $K_{пр} = 1\text{--}60 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Дебиты, полученные из отложений заполярной свиты на Равнинном и Холмистом месторождениях, составили 28,3–39,0 м³/сут, при СДУ порядка 900 м, в скв. 665Р — 1,3 м³/сут через штуцер $d = 4$ мм. Водоносные горизонты ереямской свиты опробованы на Воргенском месторождении в интервалах 1 972,5–1 980 м и 2 228–2 236 м. Притоки достигали 206,3–251,1 м³/сут при СДУ = 318,5–259,5 м, соответственно (см. табл. 1).

Подземные воды неокомского комплекса на Равнинном месторождении аналитическими данными не охарактеризованы. Для изучения их химического состава привлечены результаты анализов двадцати четырех проб (в основном представлены ереямская и мегионская свиты), отобранных из разведочных и добывающих скважин близрасположенных месторождений (Воргенское, Холмистое, Фестивальное).

Пластовые воды имеют хлоридный натриевый состав. В разрезе комплекса преобладает хлоридно-кальциевый тип вод по В. А. Сулину. В единичных пробах (ереямская свита) встречены гидрокарбонатно-натриевый (Воргенское месторождение) и хлоридно-магниевый тип (Фестивальное месторождение).

Вниз по разрезу комплекса отмечается закономерный рост минерализации вод доминирующего типа, величина которой изменяется в диапазоне 13,3–31,2 г/дм³ (преобладает 15–20 г/дм³). В большинстве случаев минимальные значения (13,3–15,4 г/дм³) отмечены в интервале отложений ереямской свиты на Холмистом месторождении, максимальные (29,5–31,2 г/дм³) — мегионской свиты на Фестивальном.

Активная среда вод нейтральная, реже слабощелочная ($pH = 6,2\text{--}8,2$). Коэффициент $гNa/гCl$ составляет 0,75–0,97 — для хлоридно-кальциевого, хлоридно-магниевого типа, 1,01 — для гидрокарбонатно-натриевого. Хлорбромный коэффициент изменяется от 199,8 до 403,9.

Содержание ионов кальция в хлоридно-кальциевых, хлоридно-магниевых водах изменяется от 10,4 до 117,8 мг-экв/дм³ (преобладают 21,7–87,8 мг-экв/дм³), в гидрокарбонатно-натриевых составляет 9,1 мг-экв/дм³. Содержание ионов магния повышается до 13,2 мг-экв/дм³ (редко до 29,9 мг/дм³). Гидрокарбонат-ион в хлоридно-кальциевых, хлоридно-магниевых водах возрастает до 14,6 мг-экв/дм³, а в гидрокарбонатно-натриевых по одной пробе равен 12,4 мг-экв/дм³.

Из микрокомпонентов определены: йод — до 10,9 мг/дм³, бром — 38,3–50,8 (иногда достигает 55,6 мг/дм³), бор — 14,4 мг/дм³ (см. табл. 2).

Подземные воды содержат растворенный газ метанового состава. Газонасыщенность вод по региональным данным составляет 1,2–2,5 м³/м³ [3].

Юрский водоносный комплекс представлен песчаниками, алевролитами, чередующимися с аргиллитоподобными глинами. Подземные воды

комплекса не имеют надежного водоупора с трещинными водами верхней части фундамента. Вскрытая мощность комплекса совместно с обводненной зоной трещиновато-выветрелых образований доюрского основания в районе работ может достигать 1 000 м и более.

Водонапорная толща характеризуется сложным строением: существенной неоднородностью литологического состава и фильтрационных свойств.

Верхняя часть комплекса отличается лучшими коллекторскими свойствами и наиболее изучена в связи с поисково-разведочными работами на нефть (пласт Ю₁ васюганской свиты). По геофизическим исследованиям скважин пористость в среднем по пластам изменяется от 15,9 до 17,0 %, проницаемость — от 8,7 до 28,6 мД.

Водообильность комплекса обычно невысокая, изучена в интервале верхнеюрских отложений. Дебиты непереливающих притоков на Равнинном месторождении изменяются от 3,4 м³/сут при СДУ 247,5 м до 67,2 м³/сут при депрессии 105,1 атм (см. табл. 1).

Гидрохимическая характеристика комплекса приведена по аналитическим данным тридцати пяти проб, отобранных в основном из продуктивных отложений васюганской свиты Равнинного и соседних месторождений.

По химическому составу подземные воды хлоридные натриевые, преимущественно хлоридно-кальциевого, редко гидрокарбонатно-натриевого типа по В. А. Сулину (Северо-Еркальская площадь). Подземные воды ниже-среднеюрских отложений и трещиноватой зоны фундамента представлены единичными пробами.

Минерализация хлоридно-кальциевых вод изменяется в широком диапазоне: 26,1–40,3 г/дм³ — в верхнеюрских, 28,0 г/дм³ — в среднеюрских, 31,9 г/дм³ — в нижнеюрских породах и 29,4–46,8 г/дм³ — в образованиях палеозоя. Кислотно-щелочная среда вод нейтральная (рН = 6,1–8,0). Отношение гNa/гCl изменяется от 0,84 до 0,96, Cl/Br — от 240,4 до 362,6 (см. табл. 2).

Содержание ионов в составе вод для натрия + калия закономерно повышается с глубиной — до 398,4–613,1 мг-экв/дм³, хлора — до 430,0–670,0 мг-экв/дм³. Количество кальция составляет 25,9–92,3 мг-экв/дм³, магния — не более 19,2 мг-экв/дм³, гидрокарбоната несколько увеличивается — до 18,2 мг-экв/дм³. Сульфат-ион зафиксирован в незначительном количестве (меньше 1,5 мг-экв/дм³), карбонат-ион не обнаружен.

Микрокомпонентный состав вод следующий: йод — от 1,7 до 6,5 мг/дм³, бром — 57,1–81,8 мг/дм³, бор — 4,2–14,9 мг/дм³ (единично — 64,2 мг/дм³).

Состав водорастворенного газа — метановый. По результатам анализов проб Равнинного и Восточно-Воргенского месторождений в пластовых водах содержится: метана — 86,88–94,51 %, тяжелых углеводородов — 1,50–5,50 %, азота — 2,43–3,83 %, углекислого газа — 0,19–1,44 %.

По региональным данным, в пределах изучаемого района газонасыщенность вод изменяется от 1,5 до 3,0 м³/м³ [3].

Таким образом, по составу пластовые воды мезозойского бассейна в районе Равнинного месторождения преимущественно принадлежат к хло-

ридно-кальциевому типу (по В. А. Сулину). Трансформация их состава тяготеет к завершающей стадии и стабилизации гидрогеохимического поля. Рассматривая данный факт по классическим представлениям В. А. Сулина (1948 г.) о засолении подземных вод с глубиной, можно заключить, что происходила смена типов вод: гидрокарбонатно-натриевый → сульфатно-натриевый → хлоридно-магниевый → хлоридно-кальциевый.

Палеотектонические и палеогеоморфологические реконструкции

Геологический разрез района исследований представлен метаморфическими породами палеозойского комплекса и осадочными отложениями мезозойско-кайнозойского чехла. Исходя из анализа структурных карт по сейсмическому горизонту А (основание осадочного чехла) и Б (поверхность баженовской свиты и ее аналогов) и увязки со смежными территориями, на эрозионно-тектонической выветрелой (в верхней части) поверхности фундамента с большим перерывом плащеобразно залегают юрские отложения с пологими углами наклона.

Отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла в районе Равнинного месторождения сформированы (снизу вверх) образованиями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Осадочные отложения мезозоя в пределах описываемой территории на полную мощность не вскрыты ни одной скважиной и сведений о составе доюрского основания здесь не имеется. Судя по смежным участкам, где вскрыт фундамент, он представлен сланцами, метаморфизованными аргиллитами, алевролитами, вулканогенно-осадочными породами, порфиритами ранне-среднепалеозойского возраста. Геологическое строение Равнинного месторождения отображено на примере волновой картины по сейсмическим данным (рис. 1). Сейсмостратиграфическая привязка основных отражающих горизонтов на временном разрезе к реальным геологическим границам проведена по комплексу данных МОГТ и ГИС с привлечением геологической информации.

В тектоническом отношении Равнинное локальное поднятие расположено в северо-восточной части Равнинной мезоседловины, в зоне сочленения Толькинской впадины, Верхнеколикъеганской моноклинали, Верхнеаганского мегапрогиба и Стахановско-Харампурского крупного вала. Характеристика тектонического строения Равнинного локального поднятия позволяет проследить морфологию участка работ с привязкой к палеогеографии и палеогидрогеологии.

Для восстановления истории тектонического развития площади работ и палеорекоstructions на разные этапы геологической истории использованы фондовые материалы. Структурные и палеоструктурные построения, позволяющие проследить форму локальных поднятий на различных этапах их развития и для различных стратиграфических поверхностей, позволяют сделать вывод, что за всю геологическую историю развития поверхность фундамента значительных изменений не претерпела. Все структурные элементы, которые мы видим на современном структурном плане, уже существовали в раннеюрское время и сохранились вплоть до позднего мела. Незначительное погружение испытывала восточная часть участка в период с тоарского времени до начала волжского века. Затем восточная

часть вновь поднималась, о чем свидетельствует уменьшение толщины ба-
женовской свиты.

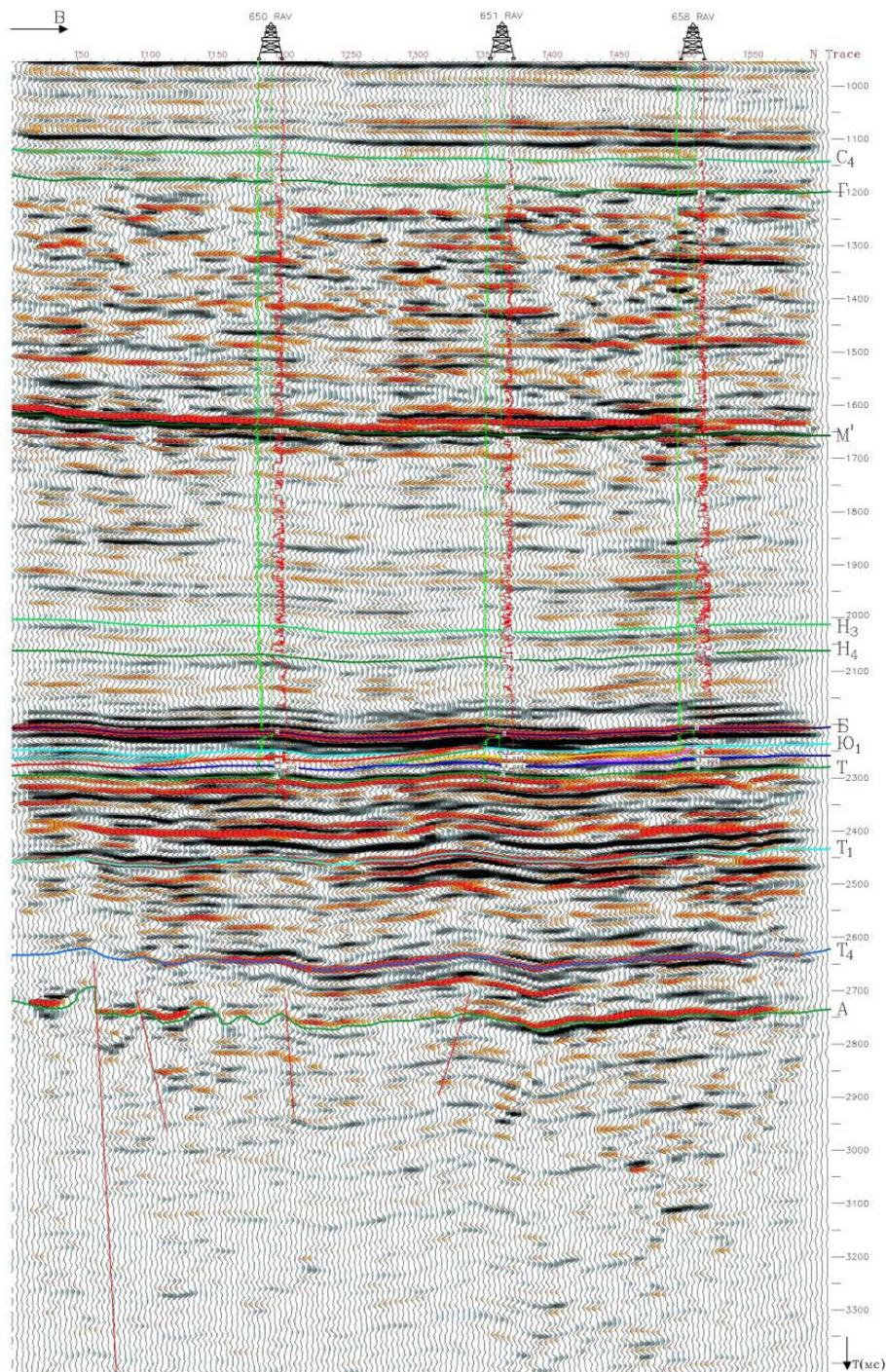


Рис. 1. Геологическое строение Равнинного месторождения
по волновым данным. Line 150

Структурные планы юрских отложений в течение геологической истории не претерпевали существенных изменений. До оксфордского века включительно отмечается некоторое прогибание юго-восточной части участка. В последующие этапы геологической истории там наблюдается подъем, и основные черты структурно-тектонического строения всей восточной территории сформировались к концу сеноманского века. Центральные и западные районы участка работ в ранне-среднеюрское время были подвержены эпейрогеническим движениям, но существенных перестроек структурных планов не отмечается.

Активизация тектонических процессов началась в верхнеюрское время. Западная часть территории испытывала погружение весь период, начиная с киммериджского века и до конца сеноманского. Восточная и центральная части были относительно приподнятыми и, возможно, служили источниками сноса терригенного материала. Наиболее вероятно, в пределах Равнинного лицензионного участка в верхнеюрское время существовали переходная зона мелководного шельфа и субконтинентальная равнина, периодически заливаемая морем, то есть благоприятные условия для накопления песчаного материала. Исходя из палеотектонических и палеогеоморфологических условий того времени, в восточной части территории песчаный материал почти не накапливался.

Основные черты строения кровли верхнеюрских песчаников к концу аптского века в целом сформировались, за исключением юго-западной части территории.

Западная часть территории продолжала испытывать погружение и в раннемеловое время. Подъем начался лишь в конце сеноманского века, а завершился, вероятно, в палеогене.

По поверхности складчатого фундамента (отражающий горизонт «А») Равнинное локальное поднятие имеет форму купола. Анализ структурных планов по различным отражающим горизонтам позволяет говорить о недостаточной их сходимости по конфигурации и размерам. Особенно сильная перестройка структурных планов происходила в валанжинское время. На геологическое развитие структуры повлияла изменявшаяся во времени тектоническая активность Верхнеаганского мегапрогиба. Равнинное локальное поднятие прослеживается по всему разрезу. При этом наиболее рельефно отражается в юрских отложениях (горизонты «Т₁», «Т₄» и «Б»), а наиболее пологими формами представлено в верхней части разреза (горизонт «Г»). С момента зарождения поднятия в раннеюрское время оно существовало в виде замкнутой структуры, создающей благоприятные условия для накопления и сохранения залежей углеводородов. В разрезе Равнинного месторождения продуктивность установлена в отложениях васьганской свиты верхней юры.

Выявленные залежи Равнинного месторождения нефтяные. Безусловно, формирование залежей происходило под влиянием разрывных нарушений на миграцию флюидов [1, 14].

Условия осадконакопления на площади отличаются сложностью распределения песчаного материала. Влияние разрывной тектоники сформировало различные по типу структурные залежи углеводородов (литологически и тектонически экранированные).

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Основные черты геологического строения исследуемой площади заложены в доюрское время и обусловлены блоковым строением доюрского основания.

2. В пределах исследуемой площади развита сеть разломов. Разломы преимущественно север-северо-восточного и север-северо-западного направлений.

3. По результатам проведенного палеоанализа на протяжении всего юрского периода площадь работ не претерпевала значительных изменений в этапах своего развития. Унаследованный характер привел к формированию в юрских отложениях структур облекания поднятий палеозойского фундамента.

Келловей-оксфордские отложения углефицированы. Данный факт может свидетельствовать о континентальном генезисе осадков. Однако наличие выдержанных по латерали песчаных пластов свидетельствует об их формировании в прибрежно-морских условиях, то есть это указывает на полифациальную обстановку осадконакопления [15]. В западном, северо-западном направлениях происходил снос песчаного материала.

Район Равнинного месторождения приурочен к переходной зоне условий формирования келловей-оксфордских отложений, которые в литолого-фациальном отношении формировались в полифациальных обстановках осадконакопления с присутствием мелководно-морских, прибрежно-морских условий с участием дельтовых и континентальных отложений (рис. 2). В пределах участка работ выделяются две зоны: подводная аккумулятивная равнина (шельф) и равнина аккумулятивная, временами заливавшаяся морем.

Как видим, геологическое строение и условия формирования келловей-оксфордских отложений на Равнинном месторождении под влиянием переходных условий осадконакопления (от морских к континентальным), а также сложной палеогеоморфологической обстановки отразились на характере распределения коллекторов в песчаных пластах. Здесь развиты сложнопостроенные ловушки с преобладанием структурно-литологических.

На рассматриваемой территории отложения неокома формировались в шельфовых условиях осадконакопления. Никаких следов каналов поступления осадков не видно (рис. 2 б). Осадки практически однородны.

Геотемпературные особенности района исследований

Температурный режим по разрезу Пуровского района обусловлен глубиной залегания и литолого-петрофизическими свойствами пород.

Существенная нестационарность теплового поля Западной Сибири оказала влияние на формирование и изменение температурного режима осадочного чехла. По данным работы [16], причиной такой нестационарности являются колебания климата в позднечетвертичный период. По геотермическим расчетам, возмущение геотемпературного поля на исследуемой территории достигает 5 % и более до глубин 4–5 км. В верхней части разреза осадочного чехла это привело к формированию многолетнемерзлых пород (ММП). Территория Равнинного участка приурочена к Верх-

нетазовской области центральной геокриологической зоны, для которой характерно развитие двуслойной мерзлоты [5].

Верхний слой ММП в пределах геокриологической области распространен крайне неравномерно. Особенность изучаемого района — частая встречаемость небольших по площади участков с ММП в пределах пойм рек. Температура мерзлых пород в поймах рек колеблется от $-0,1$ до $-0,8$ °С, чаще всего она составляет $-0,2 \div -0,4$ °С.

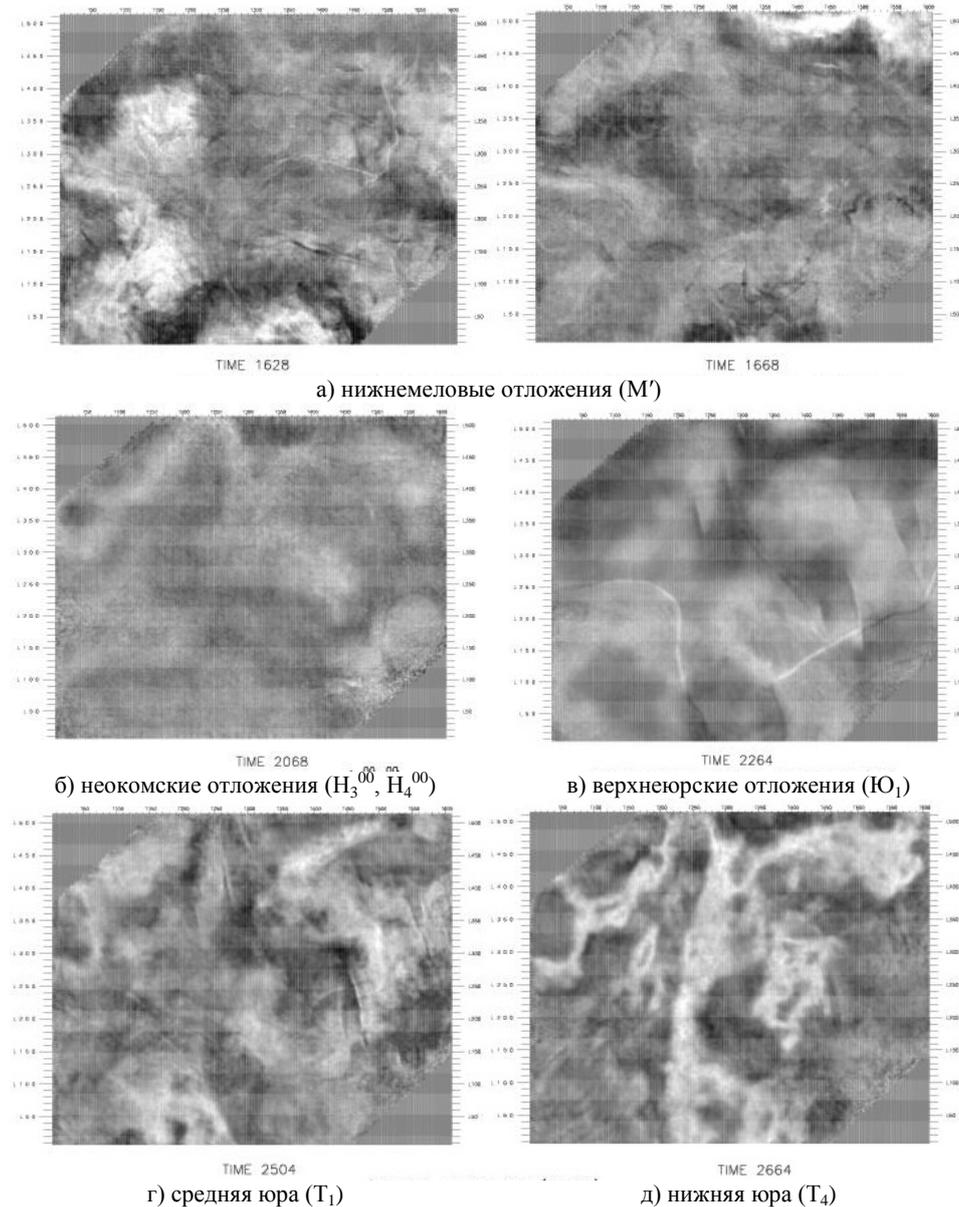


Рис. 2. Горизонтальные срезы, иллюстрирующие наличие палеоканалов в меловых и юрских отложениях (условия осадконакопления: а), в), г), д) — прибрежно-морские; б) — шельфовые)

Древний (погребенный) слой ММП широко развит по площади и залегает на глубинах 150–200 м. Мощность этого слоя около 100–150 м. Он, как правило, отсутствует на поймах и под акваториями озер. По данным термометрии, проведенной в разведочной скв. 651 Равнинного месторождения, отрезок с замеренными отрицательными градиентами температур или отсутствием таких градиентов приурочен к глубинам 120–220 м (рис. 3).

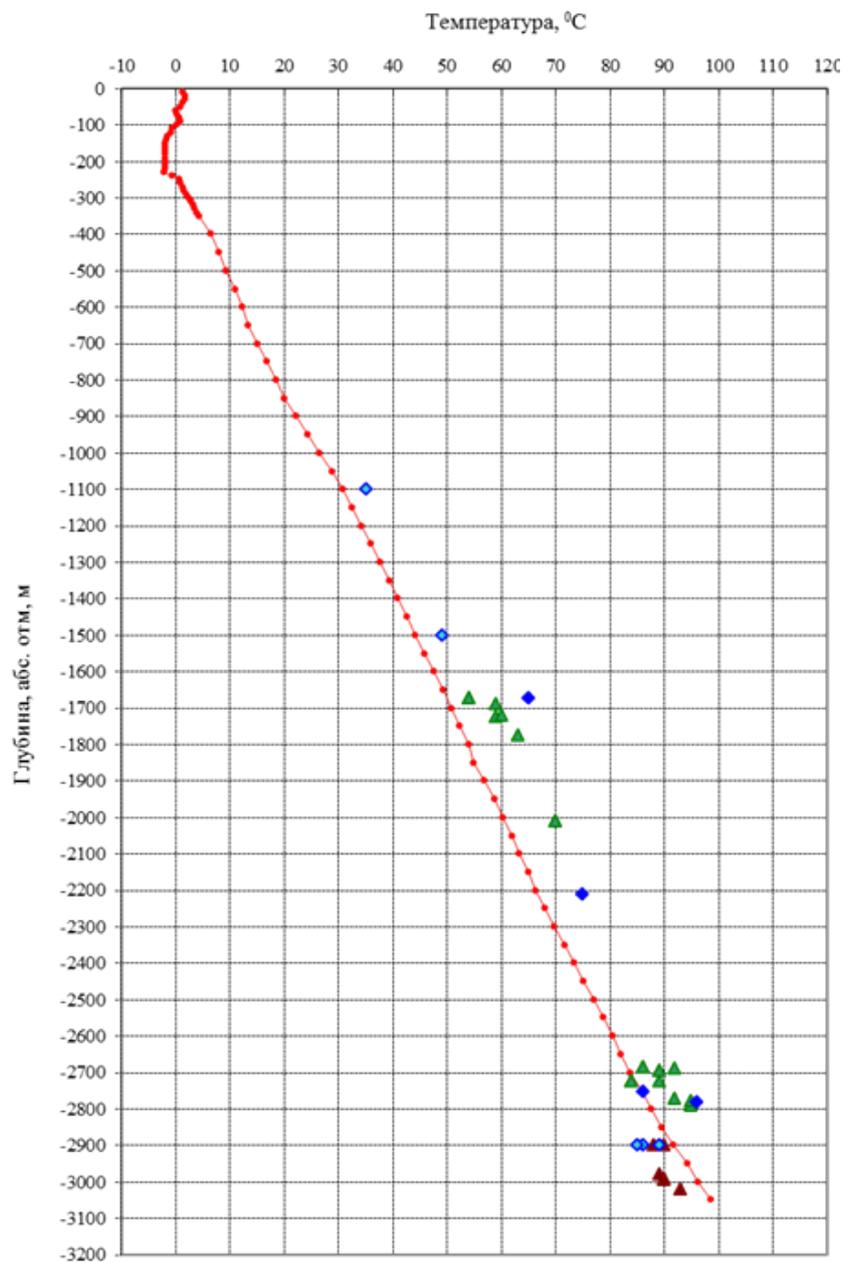


Рис. 3. Изменение температур горных пород по разрезу осадочного чехла Равнинного месторождения

В целом территорию Западной Сибири можно дифференцировать на две достаточно крупные зоны: северную и южную, граница между которыми проходит вблизи параллели 62°с.ш. Район Равнинного месторождения относится к северной зоне, здесь отсутствуют значительные вариации величины глубинного теплового потока, являющейся интегральной характеристикой энергетической активности недр. Расчет глубинного теплового потока [16, 17] почти по всему району не превышает 50–55 мВт/м². Территория Равнинного участка не в полной мере охарактеризована геотермической информацией, поэтому для описания геотемпературных условий используются и региональные данные. В разрезе мезозойского гидрогеологического бассейна температуры, замеренные в интервале апт-альб-сеноманского комплекса, составили +38 ÷ +58 °С, неокомского комплекса — +65 ÷ +86 °С, юрского комплекса и трещиноватых пород фундамента — +88 ÷ +108 °С. По разрезу осадочного чехла распределение температур (по данным термограммы скважины Равнинного месторождения) подчиняется региональным закономерностям теплового поля (см. рис. 3).

Гидродинамические особенности района исследований

Согласно существующей схеме водонапорных систем Западно-Сибирского мегабассейна [1, 18], территория Равнинного месторождения приурочена к элизионной геодинамической системе Ямало-Гыданских линеаментов. Пурский желоб Ямало-Тазовской мегасинеклизы представляет собой сложно построенную депрессию над Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом в фундамент [14]. Гидрогеологические условия глубоких нефтегазоносных горизонтов описываемой территории осложнены приграничным расположением между элизионной литостатической и элизионной геодинамической водонапорными системами [1].

Движение подземных вод направлено в основном от обрамлений бассейна к центральным районам и далее на север. Вероятно, разгрузка подземных вод моноклиналичного склона мезозойского бассейна направлена в сторону Тазовской губы [19, 20].

Выводы

Гидрогеохимические условия нижнего гидрогеологического этажа Равнинного месторождения подвержены влиянию элизионной геодинамической водонапорной системы Ямало-Гыданских линеаментов и происходящих неотектонических процессов. Предполагается связь между прямой вертикальной гидрогеохимической зональностью подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна, которая прослеживается в увеличении минерализации с глубиной, и наличием пониженных значений пластовых давлений в юрских отложениях. Анализ палеогеографических и палео-гидрогеологических условий района исследований позволил отнести воды глубоких горизонтов к седиментогенным, подвергшимся значительной метаморфизации.

Список источников

1. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
2. Гидрогеология СССР. Т. 16. Западно-Сибирская равнина : (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская область) / М-во геологии РСФСР, Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефтяной ин-т (Зап.-СибНИГНИ), науч.-исслед. ин-т геологии Арктики (НИИГА) ; под ред. В. А. Нуднера. – Москва : Недра, 1970. – 368 с. – Текст : непосредственный.
3. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов / Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-т ; под редакцией Н. М. Кругликова [и др.]. – Ленинград : Недра : Ленингр. отд-ние, 1985. – 279 с. – Текст : непосредственный.
4. Матусевич, В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна / В. М. Матусевич. – Москва : Недра, 1976. – 158 с. – Текст : непосредственный.
5. Геокриология СССР. Западная Сибирь / В. Т. Трофимов, Ю. К. Васильчук, В. В. Баулин [и др.] ; под редакцией Э. Д. Ершова. – Москва : Недра, 1989. – 454 с. – Текст : непосредственный.
6. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазодобычи Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
7. Бешенцев, В. А. Подземные воды севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) : монография / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 223 с. – Текст : непосредственный.
8. Сальникова, Ю. И. О геохимической стабильности подземных вод аптальб-сеноманского комплекса в связи с разработкой нефтяных месторождений Западной Сибири / Ю. И. Сальникова. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа : тезисы доклада 4-й Всероссийской молодежной научной конференции, 20–22 октября 2021 г. / Институт проблем нефти и газа РАН ; отв. ред. И. М. Индрупский. – Москва : ИПНГ РАН, 2021. – С. 30.
9. Крайнов, С. Р. Гидрогеохимия / С. Р. Крайнов, В. М. Швец. – Москва : Недра, 1992. – 463 с. – Текст : непосредственный.
10. Ходжакулиев, Я. А. Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа / Я. А. Ходжакулиев, Л. А. Абукова. – Москва : Недра, 1985. – 208 с. – Текст : непосредственный.
11. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах северной части Западно-Сибирского мегабассейна : монография / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова, Р. Н. Абдрашитова, М. Д. Заватский ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 171 с. – Текст : непосредственный.
12. Чувашов, Г. И. Гыданско-Газовская природная зона / Г. И. Чувашов. – Санкт-Петербург : ВСЕГЕИ, 1997. – 180 с. – Текст : непосредственный.
13. Бешенцев, В. А. Техногенное воздействие на подземные воды Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона и оценка степени их защищенности / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2015-4-20-24. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 20–24.

14. Матусевич, В. М. Роль литогенеза, зон разломов и рифтовых систем в перераспределении вещества и энергии в Западно-Сибирском мегабассейне / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2004. – № 2. – С. 4–11.
15. Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. – Текст : непосредственный // Труды 1-й Пуровской геологической конференции ; под редакцией Н. Х. Кулахметова, Б. В. Никулина. – Тюмень – Тарко-Сале : ЗапСибНИГНИ, 1995. – 257 с.
16. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий, – Москва : Недра, 1987. – 134 с. – Текст : непосредственный.
17. Нестеров, И. И. Соотношение современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты / И. И. Нестеров, А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Текст : непосредственный // Известия академии наук СССР. Серия : геология. – 1982. – № 2. – С. 112–120.
18. Матусевич, В. М. Крупнейшие геодинамические водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова, Т. Ю. Яковлева – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 8 (часть 6). – С. 1400–1407.
19. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 1) / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 10–22.
20. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 2) / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 19–30.

References

1. Matusevich, V. M. & Bakuyev, O. V. (1986). Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabasseyna. Sovetskaya geologiya, (2), pp. 117-122. (In Russian).
2. Nudner, V. A. (Ed.) (1970). Gidrogeologiya SSSR. Tom 16. Zapadno-Sibirskaya ravnina : (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblast). Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
3. Kruglikov, N. M., Nelyubin, V. V., & Yakovlev, O. N. (Eds) (1985). Gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabasseyna i osobennosti formirovaniya zalezhey uglevodorodov. Leningrad, Nedra Publ., Leningradskoe otdelenie, 279 p. (In Russian).
4. Matusevich, V. M. (1976). Geokhimiya podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo artezianskogo basseyna. Moscow, Nedra Publ., 158 p. (In Russian).
5. Trofimov, V. T., Vasil'chuk, Yu. K., Baulin, V. V., Pavlova, O. P., Firsov, N. G., Dubikov, G. I.,... Ershov, E. D. (1989). Geokriologiya SSSR. Zapadnaya Sibir'. Moscow, Nedra Publ., 454 p. (In Russian).
6. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).

7. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). Podzemnye vody severa Zapadnoy Sibiri (v predelakh Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona). Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 223 p. (In Russian).
8. Salnikova, Yu. I. (2021) O geokhimicheskoy stabil'nosti podzemnykh vod apt-al'b-senomanskogo kompleksa v svyazi s razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Abstracts of Papers of the 4th All-Russian Conference Actual Problems of Oil and Gas. Moscow, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the RAS Publ., pp. 30. (In Russian).
9. Kraynov, S. R., & Shvets, V. M. (1992) Gidrogeokhimiya. Moscow, Nedra Publ., 463 p. (In Russian).
10. Khodzhakuliev, Ya. A., & Abukova, L. A. (1985). Paleogidrogeologicheskie issledovaniya pri poiskakh nefti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).
11. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., Abdrashitova, R. N. & Zavatskiy, M. D. (2021). Podzemnye vody mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna v predelakh severnoy chasti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 171 p. (In Russian).
12. Chuvashov, G. I. (1997). Gydansko-Tazovskaya prirodnyaya zona. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 180 p. (In Russian).
13. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). Technogenic impact on Yamalo-Nenets oil and gas producing region ground waters and assessment of their protection degree. Oil and Gas Studies, (4), pp. 20-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-20-24
14. Matusевич, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2004). Rol' litogeneza, zon razlomov i riftovykh sistem v pereraspredelenii veshchestva i energii v Zapadno-Sibirskom megabasseyne. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (2), pp. 4-11. (In Russian).
15. Kulakhmetov, N. Kh., & Nikulin, B. V. (1995). Geologiya i neftegazonosnost' Nadym-Pur-Tazovskogo mezhdurech'ya. Trudy 1-y Purovskoy geologicheskoy konferentsii, Tyumen - Tarko-Sale, ZapSibNIGNI Publ., 257 p. (In Russian).
16. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). Geotermiya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
17. Nesterov, I. I., Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1982). Sootnoshenie sovremennykh i maksimal'nykh paleotemperatur v osadochnom chekhle Zapadno-Sibirskoy plity. Izvestiya Akademii Nauk SSSR, Seriya: geologiya, (2), pp. 112-120. (In Russian).
18. Matusевич, V. M., Abdrashitova, R. N., Yakovleva, T. Yu. (2014). Largest geodynamic water pressure system of the West Siberian megabasin. Fundamental research, (8(chast' 6)), pp. 1400-1407. (In Russian).
19. Beshentsev, V. A., Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Vorobjeva, S. V. (2019). Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 1). Oil and Gas Studies, (5), pp. 10-22. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22
20. Beshentsev, V. A., Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Vorobjeva, S. V. (2019). Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 2). Oil and Gas Studies, (6), pp. 19-30. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30

Информация об авторах

Сальникова Юлия Ивановна, заведующий лабораторией Западно-Сибирского института проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, *salnikova.julja@rambler.ru*

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

Information about the authors

Yulia I. Salnikova, Head of Laboratory of the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, *salnikova.julja@rambler.ru*

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

Статья поступила в редакцию 29.03.2022; одобрена после рецензирования 12.04.2022; принята к публикации 23.04.2022.

The article was submitted 29.03.2022; approved after reviewing 12.04.2022; accepted for publication 23.04.2022.

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(технические науки)

УДК 553.9
DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-57-71

Методика для подбора наиболее оптимального способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках

К. А. Калистратов^{1*}, А. М. Новиков¹, В. С. Зубанков¹, Р. Т. Апасов²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

*kirillkalistratov.kirill@yandex.ru

Аннотация. На сегодняшний день запасы месторождений с нефтяными оторочками являются значительными и относятся к категории трудноизвлекаемых. В разработке данных месторождений заинтересованы не только отечественные организации, но и такие зарубежные компании, как «Shell», «Repsol» и «Schlumberger». Особо важным этапом при разработке месторождений с нефтяными оторочками является выбор способа эксплуатации скважин. Ошибки при выборе способа добычи могут привести к потерям NPV проекта и невозможности дальнейшей разработки месторождения. В данной работе приведен сравнительный анализ методик для оценки способа эксплуатации скважин, выявлены их ключевые преимущества и недостатки. Также описана собственная методика для подбора способа эксплуатации скважин в условиях нефтяных оторочек. Доказана технологическая и экономическая эффективность предлагаемой методики, проверенной на одном из месторождений с нефтяной оторочкой компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Приведено сравнение разрабатываемой методики с другими методиками для оценки способов добычи.

Ключевые слова: нефтяные оторочки, подгазовые зоны, подбор способа эксплуатации

Для цитирования: Методика для подбора наиболее оптимального способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках / К. А. Калистратов, А. М. Новиков, В. С. Зубанков, Р. Т. Апасов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-57-71 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 57–71.

A methodology for selection the most optimal well operation method in oil rims

Kirill A. Kalistratov^{1*}, Andrey M. Novikov¹, Vadim S. Zubankov¹,
Renat T. Apasov²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia

*kirillkalistratov.kirill@yandex.ru

Abstract. To date, the reserves of fields with oil rims are significant and belong to the category of hard-to-recover. Not only domestic companies, but also foreign companies, such as Shell, Repsol and Schlumberger, are interested in developing these fields. A particularly important stage in the development of fields with oil rims is the selection the well operation method. Mistakes in choosing the extraction method can lead to losses of the project's NPV and the impossibility of further development of the field. This article provides a comparative analysis of methods for evaluating the method of well operation, and identifies their key advantages and disadvantages. We also describe our own methodology for selecting a method for operating wells in oil-rim conditions. The technological and economic efficiency of the proposed method, tested at one of the field of company LUKOIL-Komi LLC with oil rim, is proved. The developed method is compared with other methods for evaluating production methods.

Keywords: oil rims, under-gas-cap zones, selecting the well operation method

For citation: Kalistratov, K. A., Novikov, A. M., Zubankov, V. S., & Apasov, R. T. (2022). A methodology for selection the most optimal well operation method in oil rims. Oil and Gas Studies, (3), pp. 57-71. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-57-71

Введение

На сегодняшний день месторождения с нефтяными оторочками распространены достаточно широко. По доказанным запасам нефти России нефть в подгазовых залежах составляет 13 %, а среди всех месторождений нефти месторождения с нефтяными оторочками занимают 44 %.

Среди основных нефтедобывающих компаний разработкой оторочек наиболее заинтересованы ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «ЛУКОЙЛ». Доли активов этих компаний в нефтяных оторочках достаточно высоки. В то же время средний коэффициент извлечения нефти (КИН) при разработке нефтяных оторочек недостаточно велик для дальнейшей добычи (15 %). Именно поэтому вопрос разработки подгазовых зон является актуальным на сегодняшний день.

На данный момент в России на месторождениях с оторочками работают такие зарубежные компании, как «Shell» и «Repsol» в проекте «Енисей», а также «Schlumberger» ведет работу на сеноманских отложениях севера Западной Сибири¹.

Также в подтверждение перспективности разработки подгазовых зон можно привести предложение Министерства энергетики Российской Федерации на Московском финансовом форуме о снижении налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в подгазовых зонах до 30 % от базовой ставки. Это будет являться одной из мер, призванных не допустить обвала добычи нефти в РФ в 2020-х годах [1].

Также был проведен анализ уже существующих способов эксплуатации, изучено их применение на месторождениях с подгазовыми залежами. Было определено, что для месторождений с нефтяными оторочками вопрос выбора наиболее оптимального способа добычи является особенно важным. При неверном подборе способа эксплуатации скважины значительно увеличиваются потери NPV всего проекта, а на поздней стадии проектиро-

¹ Изучение подгазовых нефтяных оторочек сеноманских отложений севера Западной Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.ru/services/wireline/open_hole/suites/cenomanian/.

вания месторождения управлять разработкой становится все сложнее — проект становится практически неуправляемым. Поэтому вопрос выбора способа эксплуатации скважины необходимо решать уже на раннем этапе проектирования.

Цель данной работы — изучение основных методик подбора способа эксплуатации и их принципов работы, выявление их преимуществ и недостатков, а также создание собственной методики для подбора наиболее оптимального способа эксплуатации скважин в условиях нефтяных оторочек.

Объект и методы исследования

В данной работе рассмотрены 4 основные методики подбора способа эксплуатации скважин: экспертная оценка, карта применимости, метод динамики «средней» скважины и интегрированное моделирование.

Экспертная оценка

Суть метода заключается в том, что в основу прогноза закладывается мнение специалистов, основанное на профессиональном, научном и практическом опыте [2]. Примером данного метода является таблица 1.

Таблица 1

Сравнительный анализ способов эксплуатации скважин

	УЭЦН	УШГН	Фонтан	Газлифт
Угол отклонения скважины от вертикали, °	80	40	70	70
Износ оборудования	–	–	+	+
Глубина работы, м	400–5 000	300–3 500	250–4 500	400–5 000
Возможность работы при содержании свободного газа в смеси, г/л	0,01*	10	+	+
Возможность работы при содержании свободного газа в смеси, %	25*–85**	25	100	100
Возможность работы при обводненности, %	99	99	50	50
Работа с высокой вязкостью	–	+	–	+
Работа с механическими примесями	–	+	+	+
Работа при максимальном дебите, м ³ /сут	4 700	500	60	5 200
Необходимость дополнительных капитальных затрат	+	–	+	+ / –
Уровень производственной опасности	+	–	–	+
Необходимость профессиональной подготовки	+	–	+	+ / –
Итоговый балл (из 11)	7–8	3	9	9–11

Примечание: * — без использования газосепаратора; ** — с использованием газосепаратора

После проведения экспертной оценки на раннем этапе и выявления наиболее перспективных способов эксплуатации возникает необходимость более точного анализа.

Карта применимости

Матрица применимости составляется для каждого объекта эксплуатации. Содержание предлагаемого подхода заключается в следующем. По каждому объекту эксплуатации N (продуктивному пласту, месторождению и т. п.) производится сбор промысловых технологических данных. При составлении матрицы критерии i и их уровни формируют столбцы, тогда как критерии j и их уровни формируют строки. Критерии являются сложными: каждый последующий критерий иерархически подчинен предыдущему. Так, для конкретного продуктивного пласта критерии j имеют по одному уровню, а критерии i имеют несколько уровней, число которых соответствует количеству отобранных способов эксплуатации. Заполнение ячеек матрицы проводится на основании подтвержденных литературных данных, либо на основании данных лабораторных экспериментов по определению совместимости способа эксплуатации i с пластом. В ячейки вносятся знаки, обозначающие совместимость «+» или несовместимость «-». Полностью заполненная матрица позволяет однозначно отсеять способы эксплуатации скважин, не совместимые с пластом или месторождением [3].

Метод динамики «средней» скважины

На основе гидродинамического моделирования или уравнения математического баланса производятся расчеты с использованием «средней» скважины. В зависимости от свойств пласта и флюида периодичность и характер изменения их параметров в призабойной зоне носят закономерный характер, значит, при проектировании разработки должен быть рекомендован такой способ эксплуатации, который в среднем обеспечивал бы для заданного числа скважин плановый отбор газа из месторождения. Принимается, что «средняя» скважина имеет среднюю глубину, среднюю длину шлейфа, среднюю конструкцию, средние допустимые дебит и депрессию, средние коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B^2 .

Метод интегрированного моделирования месторождения

Интегрированное моделирование — это процесс создания цифровой модели месторождения, состоящей из связанных моделей пласта, скважин и наземного оборудования. Модель позволяет с большей точностью рассчитать параметры флюида при его движении от пласта до точки сдачи продукции. Создание интегрированной модели формата пласт + скважина + сеть сбора заключается в объединении ранее созданных отдельных математических моделей, в которых заложены разные методики описания течения флюида, разные уравнения и способы их решения [4].

Также был проведен сравнительный анализ всех методик для подбора способа эксплуатации скважин (табл. 2).

² Расчет параметров «средней» скважины [Электронный ресурс] // Методическое пособие по дисциплине РПМШГ 2. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/6469417/page:2/>.

При сравнении методик подбора способа эксплуатации скважин можно прийти к выводу, что наиболее точной является интегрированное моделирование. Главным недостатком этой методики является низкая скорость расчета цифровой модели ввиду большого количества входных и расчетных данных.

Таблица 2

Сравнение методик подбора способов эксплуатации

	Экспертная оценка	Карта применимости	Метод динамики «средней» скважины	Интегрированное моделирование
Скорость расчета	Высокая	Средняя	Средняя	Низкая
Количество исходных данных	Малое	Малое	Среднее	Большое
Учет PVT-свойств пласта	–	+	+	+
Учет ограничений по максимальному газовому фактору	–	+	+	+
Возможность расчета экономической эффективности	–	–	+	+
Учет протекания процессов во времени	–	–	+	+
Учет наземного оборудования	–	–	–	+
Ориентир на прорывы газа и воды	–	–	+	+

На раннем этапе проектирования месторождения применение интегрированного моделирования зачастую не является возможным ввиду отсутствия необходимых исходных данных, сложности и длительности расчетов. Именно поэтому возникает необходимость создания методики, позволяющей оперативно и точно подобрать наиболее оптимальный способ эксплуатации скважин.

Разрабатываемым решением является методика для подбора наиболее оптимального способа скважин в нефтяных оторочках. Данная методика будет состоять из инструментов, которые будут построены на основании уже существующих систем оценки способа эксплуатации скважин, но будут больше ориентированы на ключевые особенности нефтяных оторочек: прорывы газа и воды, малую толщину нефтенасыщенной части. В начале алгоритма работы по предлагаемой методике необходимо определиться со степенью изученности объекта разработки. Затем в зависимости от того, какие исходные данные имеются, будет происходить работа по одной из трех систем оценки, в результате чего будет подобран способ эксплуатации скважины.

Тремя рассматриваемыми системами оценки способа эксплуатации скважины являются:

1) экспертная оценка, которая служит для оперативной оценки способа эксплуатации на ранних этапах проектирования разработки месторождения;

2) разработанный инструмент позволит оперативно произвести технологическую оценку способов эксплуатации с помощью оценки забойного давления, узлового анализа и карт применимости разных способов эксплуатации при различных условиях (дебит, газовый фактор, обводненность, устьевое давление);

3) гидродинамическое моделирование даст возможность оценить применимость того или иного способа эксплуатации в динамике.

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

На основании мнения опрошенных экспертов компаний ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК»^{3,4,5,6} и проанализированной литературы [2, 5–11] была построена таблица экспертной оценки способов эксплуатации скважин с учетом ключевых особенностей нефтяных оторочек (см. табл. 1).

По итогам верхнеуровневого анализа основных преимуществ и недостатков видно, что наряду с УЭЦН одной из перспективных технологий является газлифтный способ эксплуатации. Но существенным недостатком данной технологии являются большие капитальные затраты для обустройства наземной сети.

С целью создания инструмента для подбора способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках необходимо было разработать 3 основных модуля:

1) модуль расчета PVT-свойств, учитывающий изменение PVT-свойств флюида в скважине;

2) модуль расчета потерь давления, который учитывает потери давления по стволу скважины;

3) модуль учета сепарации газа в скважине, который позволяет рассчитать коэффициенты естественной и механической сепараций газа в скважине.

Модуль расчета PVT-свойств флюида

Для наиболее точного расчета PVT-свойств нефти и газа по длине подъемника могут быть использованы лабораторные исследования, моделирующие изменение давления и температуры по длине подъемника. Подобные эксперименты трудоемки, и их сложно реализовать в условиях промысла. Поэтому эту задачу решают аналитически с применением корреляций.

Существует три основные методики для расчета PVT-свойств флюида: композиционная модель, модель «Black Oil» и термическая модель.

³ Способы эксплуатации скважин : [презентация] / Казанский федеральный университет. – 2017. – Режим доступа: https://kpfu.ru/portal/docs/F_1763032686/Sposoby_ekspluatacii.skvazhin.pdf.

⁴ Технологический регламент ОАО «Варьеганнефть» по подготовке, запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://russneft.ru/i/tender_document/file_path_2777.doc.

⁵ Епихин, А.В. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин : курс лекций : [презентация]. – Томск, 2013. – 113 с. – Режим доступа: https://portal.tpu.ru/SHARED /e/EPIKHIN/eng/Pedagogy/Tab/Lecture_DrillDev_4.pdf.

⁶ Добыча нефти. Способы эксплуатации скважин [Электронный ресурс] // Все о нефти: сайт. – Режим доступа: <https://vseonefti.ru/upstream/sposoby-dobychi.html>.

Для данной работы была выбрана модель «Black Oil» для упрощения расчетов [12, 13].

Основными корреляциями для расчета PVT-свойств нефти и газа были выбраны:

- 1) давление насыщения (Standing, McCain, Lasater);
- 2) объемный коэффициент нефти и газа, вязкость нефти, газосодержание, сжимаемость нефти, плотность нефти (Standing);
- 3) объемный коэффициент газа, вязкость газа, плотность газа, сжимаемость газа [14–16] (Lee, Gonzales, Petrosky).

Основные PVT-свойства нефти и газа были рассчитаны с помощью разработанного модуля и программы «tNavigator» (рис. 1). При сравнении расчетов погрешность составила 3,9 %, поэтому данный модуль обеспечивает достаточно точный расчет свойств флюидов.

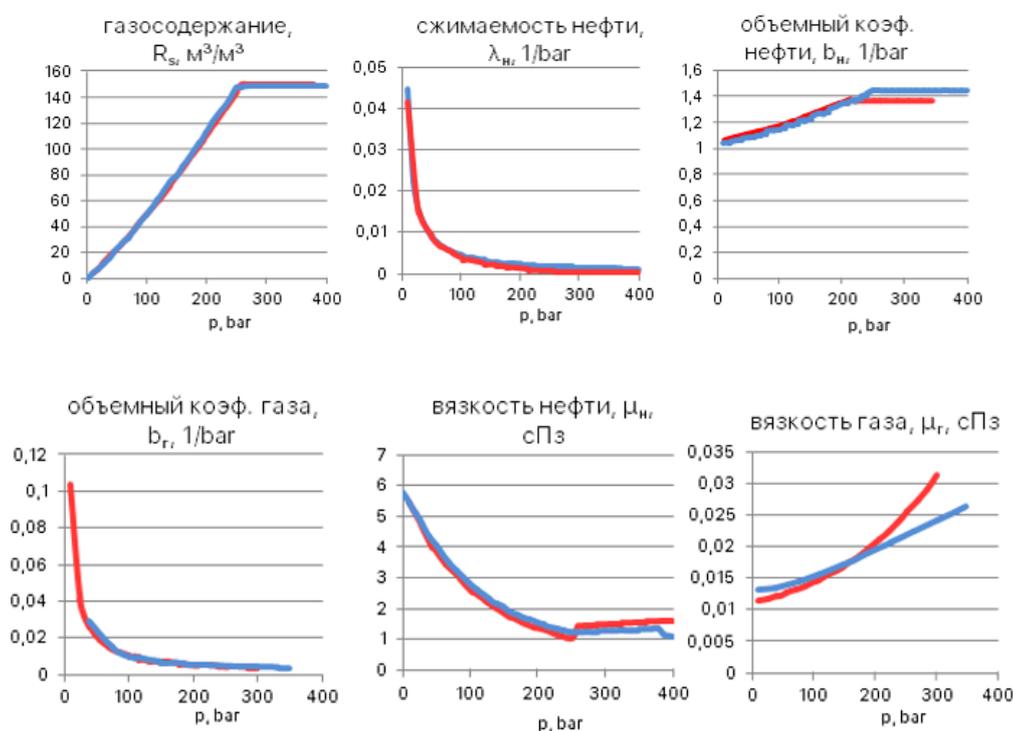


Рис. 1. Результаты расчета PVT-свойств флюидов с помощью инструмента и «tNavigator»

Результаты расчетов PVT-свойств флюидов интегрируются в модуль расчета естественной сепарации и модуль расчета потерь давления [17].

На входе в модуле для расчета естественной сепарации берутся условия на приеме насоса.

В модуле для расчета потерь давления по стволу происходит перебор PVT-свойств для разных участков колонны с последующим расчетом общих потерь давления по стволу.

Модуль расчета потерь давления по стволу скважины

Для расчета потерь давления по стволу скважины существуют 2 способа: эмпирические корреляции и механистические модели.

Эмпирические корреляции учитывают отдельно проскальзывание пузырьков газа и карту режимов потока в стволе скважины. А механистические модели позволяют учитывать это одновременно. Поэтому для расчетов модуля потерь давления была выбрана механистическая модель Анзари [18]. Также это одна из немногих моделей, применимых для горизонтальных скважин. Это является достаточно важным критерием, так как многие месторождения с нефтяными оторочками эксплуатируются именно горизонтальными и наклонно направленными скважинами.

С помощью расчетов по механистической модели Анзари в данном модуле была построена карта режимов потока (рис. 2).

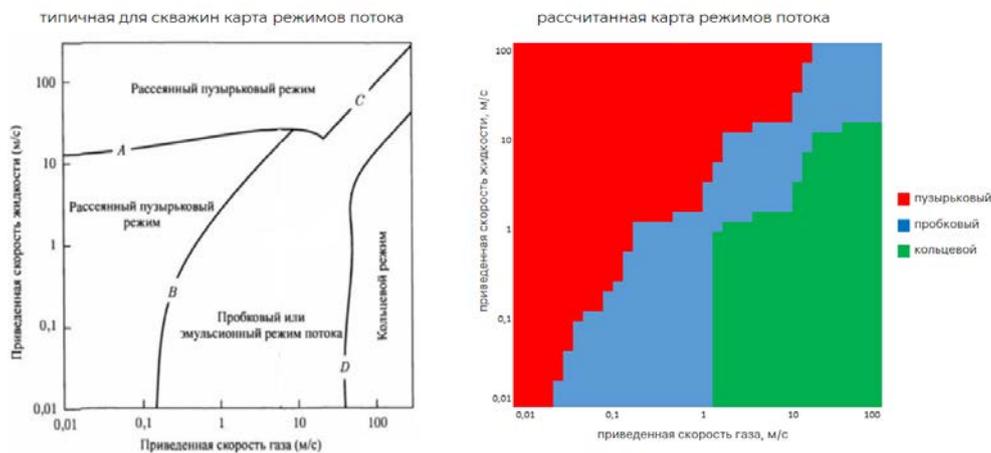


Рис. 2. Сравнение типичной для скважин и рассчитанной карт режимов потока

При сравнении построенной карты с типичной картой режимов потока наблюдается достаточно большая сходимость, что свидетельствует о точности расчетов в разработанном модуле потерь давления.

Выходной информацией при работе данного модуля являются забойное давление, температура на забое, учет изменения режима потока в скважине и оценка потерь давления.

Модуль учета сепарации газа в скважине

В процессе разработки нефтяных оторочек в добывающие скважины прорывается большое количество свободного газа. Коэффициент естественной сепарации позволяет определить, какое количество газа, содержащегося в области приемного устройства, отсепарируется естественным образом в затрубное пространство. Коэффициент механической сепарации показывает, какое количество газа, оставшегося после естественной сепарации, отсепарируется искусственным образом в затрубное пространство с помощью различных газостабилизирующих устройств. Затем на основании этих двух коэффициентов можно вычислить долю газа, оставшегося после полной его сепарации. В случае эксплуатации скважины данный параметр

является особо важным, так как у каждого способа эксплуатации существуют определенные ограничения по содержанию свободного газа в области приемного оборудования.

Для расчета коэффициента естественной сепарации газа были рассмотрены 2 методики (рис. 3): методика Арбузова [19] и методика Ляпкова [20].

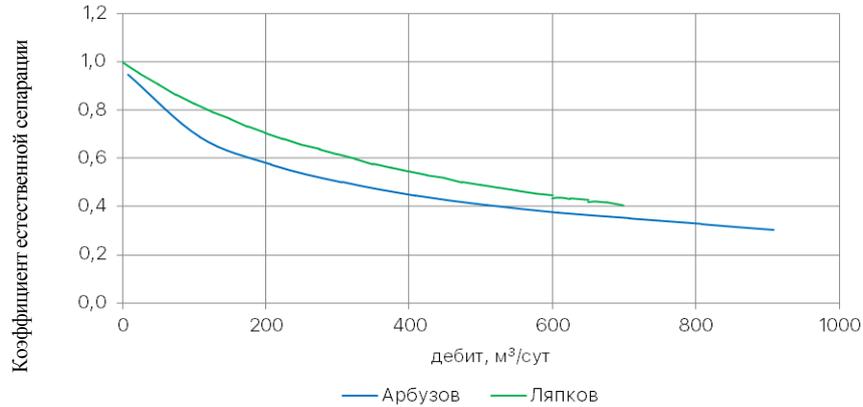


Рис. 3. Зависимость коэффициентов естественной сепарации от дебита жидкости

На основе анализа графика можно сделать вывод, что обе методики учитывают увеличение сепарации при уменьшении дебита. Так как методика Арбузова включает в себя большее количество входных параметров и обеспечивает более точный расчет, она была взята в качестве основной для дальнейшей работы.

Коэффициент механической сепарации является заданной характеристикой газостабилизирующего устройства. В качестве анализа коэффициентов механической сепарации были рассмотрены сепараторы компаний «Schlumberger», АО «Новомет-Пермь» и ООО «ПК «Борец». На основе анализа коэффициентов механической сепарации устройств данных компаний от дебита жидкости можно сделать вывод об относительно схожих характеристиках сепарации рассматриваемых устройств.

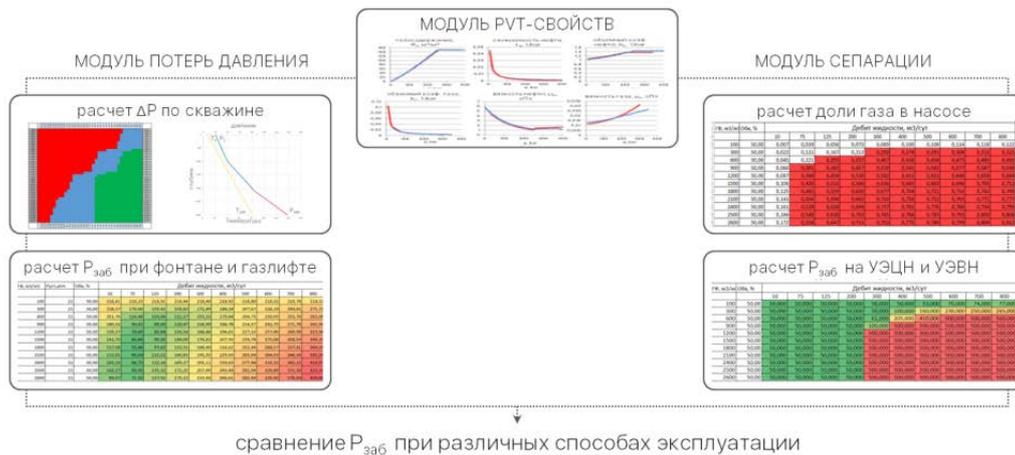


Рис. 4. Алгоритм работы разработанного инструмента

Все вышеперечисленные модули можно использовать в отдельности для соответствующих расчетов. В разработанном инструменте они взаимосвязаны и работают по определенному алгоритму (рис. 4) для оценки способа эксплуатации скважины.

В результате работы по данной методике выходная информация будет предоставляться в виде трех различных блоков.

1. График распределения забойного давления (рис. 5), по которому можно оценить потери давления, учесть изменение режима потока и рассчитать забойное давление.

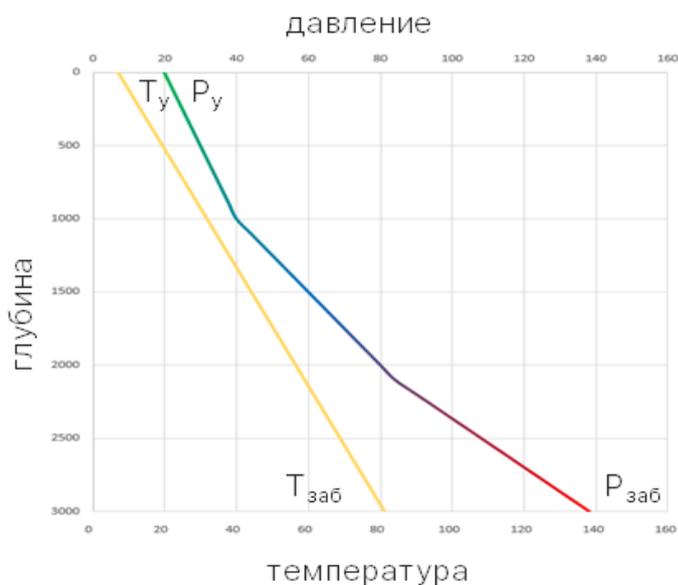


Рис. 5. Распределение забойного давления по глубине

2. Узловой анализ (рис. 6), при котором можно оценить стабильность работы скважины и определить оптимальный способ эксплуатации скважины.

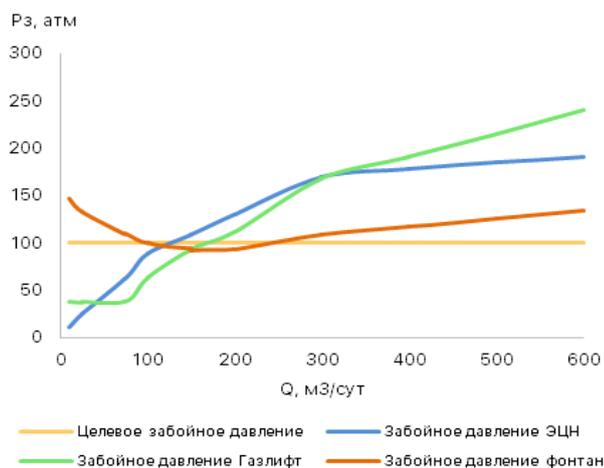


Рис. 6. Узловой анализ

3. Карта применимости (рис. 7), с помощью которой можно определить границы применимости способов эксплуатации скважины при различных условиях.

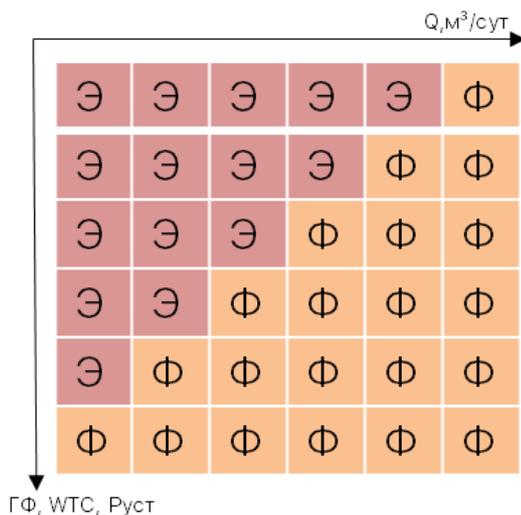


Рис. 7. Карта применимости для УЭЦН (Э) и фонтанного способа добычи (Ф)

В рамках данной работы было рассмотрено месторождение с нефтяной оторочкой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Для него был произведен расчет в разработанном инструменте. На данный момент месторождение эксплуатируется с помощью УЭЦН. Но при повышении давления на приеме насоса дальнейшая эксплуатация данным способом будет невозможна. По результатам расчетов будет целесообразен переход на фонтанную добычу в 2034 году. По предварительной оценке в результате данного перехода будет получено увеличение прибыли на 3–5 %.

Результаты

Разрабатываемая методика позволит ответить на следующие вопросы: когда и какой системой оценки способа эксплуатации необходимо будет воспользоваться, какие входные данные будут нужны и какие выходные данные будут получены. В сравнении с другими методиками по оценке способа эксплуатации, она обладает следующими преимуществами:

- учет большего количества параметров с ориентиром на прорывы газа и воды;
- расчет модели скважины с учетом модели пласта;
- более точное прогнозирование разработки нефтяной оторочки;
- сокращение времени расчета процесса разработки;
- расчет экономической эффективности.

Обсуждение

Предлагаемая методика позволяет оперативно и точно подобрать наиболее оптимальный способ эксплуатации скважины с учетом технико-

экономической эффективности уже на ранних этапах проектирования и разработки месторождений с нефтяными оторочками.

Одним из элементов методики является разработанный инструмент, который состоит из 3 модулей. Каждый из этих модулей может использоваться в отдельности и интегрироваться между собой. Именно поэтому данный инструмент является многофункциональным и может быть использован для различных целей:

- для оценки потерь давления не только в скважине, но и при трубопроводном транспорте углеводородов;
- для расчета PVT-свойств нефти и газа;
- для оценки доли газа, который приходит в скважину из пласта.

Выводы

Разрабатываемая методика обеспечивает точный и оперативный подбор способа эксплуатации скважин в условиях нефтяных оторочек. В разработанном инструменте был проведен расчет для месторождения с нефтяной оторочкой компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». В результате получены границы работы на используемом способе эксплуатации и вариант оптимального способа эксплуатации. Также была рассчитана экономическая эффективность применения методики в данном случае: увеличение чистой дисконтированной прибыли на 3–5 % для одной скважины.

Список источников

1. Козлов, Д. Нефть оторачивают льготами / Д. Козлов. – Текст : электронный // Коммерсантъ. – 2019. – № 167. – С. 6–8. – URL : <https://www.kommersant.ru/doc/4094339>. – Дата публикации: 16.09.2019.
2. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти : учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва : Изд. центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с. – Текст : непосредственный.
3. Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения / Е. Бойков, И. Евдокимов, А. Килмаматов [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2019. – № 2. – С. 20–27.
4. Интегрированное моделирование — инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений / Р. Апасов, И. Чамеев, А. Варавва [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-12-46-49. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 46–49.
5. Данхэм, К. Газлифтная эксплуатация : последние достижения / К. Данхэм. – Текст : электронный // РОГТЕХ : электронный журнал. – 2014. – № 10. – URL : <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/085.pdf>.
6. Широков, Д. А. Выбор подземного оборудования и его рациональной компоновки в наклонно-направленных скважинах по добыче метана из угольных пластов / Д. А. Широков. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 4. – С. 24–29.
7. Крец, В. Г. Основы нефтегазового дела : учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрин. – Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2010. – 182 с. – Текст : непосредственный.

8. Муравьев, И. М. Эксплуатация нефтяных месторождений : учебник для нефт. вузов / И. М. Муравьев, А. П. Крылов. – Москва ; Ленинград : Гостоптехиздат, 1949. – 776 с. – Текст : непосредственный.
9. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела = Fundamentals of oil and gas recovery : учебник для студентов вузов / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 543 с. – Текст : непосредственный.
10. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений : добыча нефти / Под редакцией Ш. К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1983. – 455 с. – Текст : непосредственный.
11. Иоаким, Г. Добыча нефти и газа / Г. Иоаким ; перевод с румынского. – Москва : Недра, 1966. – 544 с. – Перевод изд.: *Extracția țiteiului și gazelor* / Grigore Ioachim. 1965. – Текст : непосредственный.
12. Valkó, P. P. Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas–oil ratios and surface gas specific gravities / P. P. Valkó, W. D. McCain. – DOI 10.1016/S0920-4105(02)00319-4. – Direct text // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2003. – Vol. 37, Issues (3–4). – P. 153–169.
13. Standing, M. B. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases / M. B. Standing. – Direct text // *Drilling and Production Practice*. – 1947. – P. 275–287.
14. Wolcott, D. Applied Waterflood Field Development / D. Wolcott. – Houston : Energy Tribune Publishing Inc, 2009. – Direct text.
15. Standing, M. B. Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems / M. B. Standing. – Richardson, Texas : Society of Petroleum Engineers of AIME, 1981, 123 p. – Direct text.
16. Peng, D. Y. A New Two-Constant Equation of State / D. Y. Peng, D. B. Robinson. – DOI 10.1021/i160057a011 Ind. – Direct text // *Engineering Chemistry Fundamentals*. – 1976. – Vol. 15, Issue 1. – P. 59–64.
17. Petrosky, G. E. Jr. PVT Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. MS thesis / G. E. Petrosky Jr. – Louisiana, USA : University of Southwestern Louisiana, Lafayette. – 1990. – Direct text.
18. Brill, J. P. Multiphase Flow in Wells / J. P. Brill, H. K. Mukherjee. – Richardson, Texas : Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1999. – P. 28–70. – Direct text.
19. Арбузов, В. Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях : практикум / В. Н. Арбузов, Е. В. Курганова ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 68 с. – Текст : непосредственный.
20. Ляпков, П. Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине : учебное пособие / П. Д. Ляпков. – Москва : МИНГ, 1987. – 71 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kozlov, D. (2019). Neft' otorachivayut l'gotami. *Kommersant'*, (167), pp. 6-8. (In Russian). Available at: <https://www.kommersant.ru/doc/4094339>
2. Mishchenko, I. T. (2003). *Skvazhinnaya dobycha nefi. Moscow, RGU nefi i gaza im. I. M. Gubkina Publ.*, 816 p. (In Russian).
3. Boykov, E. V., Evdokimov, I. N., Kilmamatov, A., Kocovic, M., Kuznecov, M., Losev, A. P., & Popich, D. (2019). A newly developed criteria matrix determining applicability of kill fluids. *Burenie i nef't*, (2), pp. 20-27. (In Russian).

4. Apasov, R. T., Chameev, I. L., Varavva, A. I., Vernikovskaya, O. S., Ilyasov, A. R., & Virt, V. I. (2018). Integrated modeling: a tool to improve quality of design solutions in development of oil rims of multi-zone oil-gas-condensate fields. *Oil Industry*, (12), pp. 46-49. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-46-49
5. Dunham, C. (2014). Gas-Lift: The State-of-the-Art. *ROGTEC*, (10). (In Russian). Available at: <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/085.pdf>
6. Shirokov, D. A. (2010). Vybór podzemnogo oborudovaniya i ego ratsional'noy komponovki v naklonno-napravlennykh skvazhinakh po dobyche metana iz ugol'nykh plastov. *Oil and Gas Territory*, (4), pp. 24-29. (In Russian).
7. Krets, V. G., & Shadrina, A. V. (2010). *Osnovy neftegazovogo dela*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 182 p. (In Russian).
8. Murav'ev, I. M., Krylov, A. P. (1949). *Ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy*. Moscow, Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 776 p. (In Russian).
9. Korshak, A. A., & Shammazov, A. M. (2001). *Fundamentals of oil and gas recovery*. Ufa, DizaynPoligrafServis Publ., 543 p. (In Russian).
10. Gimatudinov, Sh. K. (Ed.) (1983). *Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy: dobycha nefti*. Moscow, Nedra, Publ., 455 p. (In Russian).
11. Ioachim, G. (1965). *Extracția țiteiului și gazelor*. (In Romanian).
12. Valkó, P. P., & McCain, W. D. (2003). Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas–oil ratios and surface gas specific gravities. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 37(3–4), pp. 153-169. (In English). DOI 10.1016/S0920-4105(02)00319-4
13. Standing, M. B. (1947). A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. *Drilling and Production Practice*, pp. 275-287. (In English).
14. Wolcott, D. (2009). *Applied Waterflood Field Development*. Houston, Energy Tribune Publishing Inc. (In English).
15. Standing, M. B. (1981). *Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems*. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers of AIME. 123 p. (In English).
16. Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A New Two-Constant Equation of State. *Ind. Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), pp. 59-64. (In English). DOI: 10.1021/i160057a011
17. Petrosky, G. E. Jr. (1990). *PVT Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils*. MS thesis. Louisiana, USA, University of Southwestern Louisiana, Lafayette. (In English).
18. Brill, J. P., & Mukherjee, H. K. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. Richardson, Texas, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, pp. 28-70. (In English).
19. Arbuzov, V. N., & Kurganova, E. V. (2015). *Sbornik zadach po tekhnologii dobychi nefti i gaza v oslozhnennykh usloviyakh: praktikum*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 68 p. (In Russian).
20. Lyapkov, P. D. (1987). *Podbór ustanovki pogrúzhnogo tsentrobezhnogo nasa k skvazhine*. Moscow, MING Publ., 71 p. (In Russian).

Информация об авторах

Калистратов Кирилл Александрович, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, kirillkalistratov.kirill@yandex.ru

Новиков Андрей Михайлович, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Зубанков Вадим Сергеевич, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Апасов Ренат Тимергалеевич, к. т. н., руководитель по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Information about the authors

Kirill A. Kalistratov, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen, kirillkalistratov.kirill@yandex.ru

Andrey M. Novikov, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Vadim S. Zubankov, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Renat T. Apasov, Candidate of Engineering, Head of Product Development, Gazpromneft STC LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 09.12.2021; одобрена после рецензирования 22.04.2022; принята к публикации 04.05.2022.

The article was submitted 09.12.2021; approved after reviewing 22.04.2022; accepted for publication 04.05.2022.

УДК 553.9

DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82

Оценка эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения

Д. В. Пархоменко^{1*}, Г. А. Схабицкий¹, Р. Т. Апасов²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

*mobyred@mail.ru

Аннотация. С каждым годом растет актуальность разработки таких активов, как нефтяные оторочки, которые ранее не вовлекались в разработку из-за необходимости применения дорогостоящих технологий. Однако в настоящее время разработка нефтяных оторочек определена истощением запасов легкой нефти. Массивная газовая шапка и высокий газовый фактор в нефтяных оторочках не позволяют с точностью определить возможность разработки нефтяной оторочки на режиме истощения. Целью данной работы является разработка инструмента по оценке эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения. Были определены ключевые геолого-физические факторы, оказывающие наибольшее влияние на эффективность разработки нефтяных оторочек; проанализированы месторождения-аналоги, на основе которых были построены геологические и гидродинамические модели. Оценена роль и влияние каждого исследуемого фактора: проницаемость, угол наклона нефтяной оторочки, объем газовой шапки, толщина нефтяной оторочки. Разработан инструмент по оценке эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения и продемонстрировано его применение.

Ключевые слова: нефтяные оторочки, подгазовые зоны, разработка на режиме истощения

Для цитирования: Пархоменко, Д. В. Оценка эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения / Д. В. Пархоменко, Г. А. Схабицкий, Р. Т. Апасов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 72–82.

Evaluating the efficiency of the development of boundary oil rims in the depletion drive

Dmitriy V. Parkhomenko^{1*}, Gerald A. Skhabitskiy¹, Renat T. Apasov²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia

*mobyred@mail.ru

Abstract. Every year, the relevance of developing oil rims, which were not previously involved in development due to the need to use expensive technologies, is growing. However, at present time the development of oil rims is determined by the depletion of light oil reserves. The massive gas cap and the high gas factor in oil rims don't allow to accurately determine the possibility of developing an oil rim in the depletion drive. The aim of the article is to develop a tool for evaluating the effectiveness of the development of boundary oil rims in the depletion drive. The key geological and physical factors that have the greatest impact on the efficiency of the development of oil rims were identified; analogous deposits were analyzed, on the basis of which geologi-

cal and hydrodynamic models were built. We evaluated the role and influence of studied factors, such as permeability, angle of inclination of the oil rim, volume of the gas cap, thickness of the oil rim. A tool has been developed to assess the effectiveness of the development of boundary oil rims in the depletion drive and the use of the tool has been demonstrated.

Keywords: oil rims, sub-gas zones, depletion drive development

For citation: Parkhomenko, D. V., Skhabitskiy, G. A., & Apasov, R. T. (2022). Evaluating the efficiency of the development of boundary oil rims in the depletion drive. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 72-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82

Введение

Нефтяной оторочкой или подгазовой зоной называется нефтяная часть нефтегазовой залежи, в которой объем нефтяной части меньше объема газовой шапки [1]. Нефтяные оторочки составляют 13 % от трудноизвлекаемых запасов в Российской Федерации, причем извлечено менее 2 % от общих запасов газонефтяных залежей [2].

С учетом небольшой мощности нефтяной части залежи (2–15 м) повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) является затруднительным и в среднем составляет около 15 %, когда приемлемый средний КИН для разработки месторождений составляет 30 %.

Малая нефтенасыщенная толщина и ее контакт с газовой шапкой приводят к формированию градиента давления в нефтяной части, что обуславливает создание градиента давления во всей системе залежи. За счет этого образуется газовый конус, прорывающийся к добывающей скважине и уменьшающий добычу по нефти.

Прорывы конусов воды или газа к добывающим скважинам способствуют расформированию запасов, что ведет к их потере или делает дальнейшую разработку невозможной; для предотвращения образования конусов воды или газа ограничивают дебиты и депрессии скважин. Разработка на режиме истощения залежи возможна, однако зачастую она является нерентабельной. Поэтому прибегают к консервации запасов нефти и переходу к разработке только газовой шапки.

На этапе оценки (разведывательного бурения) при проектировании месторождения существует множество геолого-физических неопределенностей, из-за которых возрастают погрешности, лишаящие возможности точной разработки. По мере разработки месторождения с каждым новым этапом (оценка, выбор и т. д.) поступают новые данные, уменьшая степень неопределенности данных. Для того чтобы приблизить концептуальный проект к наиболее рентабельному варианту разработки, следует на этапе разведывательного бурения произвести технико-экономическую оценку возможности разработки нефтяной оторочки на режиме истощения.

Таким образом, актуальной является разработка инструмента, который позволит оценить возможность разработки залежи с нефтяной оторочкой на истощении, когда определение сценария разработки оказывает наибольшее влияние на дальнейшую продуктивность этапа эксплуатации.

Объект и методы исследования

Для формирования образа базовой синтетической модели были рассмотрены геолого-физические характеристики месторождений с нефтяны-

ми оторочками (Западно-Мессояхское, Восточно-Мессояхское, Брим, Тазовское, Чаяндинское, Ромашкинское, Новопортовское).

На основе изученных месторождений определены необходимые параметры и их границы (максимальные и минимальные значения из выборки) для построения синтетической геологической и гидродинамической модели. Далее были выбраны средние значения геолого-физических характеристик для базового варианта модели (объекта внедрения) для проведения расчетов.

После определения необходимых геолого-физических параметров для базового варианта модели была построена PVT-модель «Black Oil». Для создания PVT-модели были проанализированы корреляции Стендинга, Маккейна и Лассетера. Корреляция Стендинга была выбрана как наиболее оптимальная для нефтяной оторочки [3].

Для учета относительных фазовых проницаемостей в системах вода — нефть и газ — нефть реализован инструмент на базе Microsoft Excel по методу Кори, основанному на степенной функции [4]. Характеристики кривых были приняты по аналогии с изученными месторождениями.

Для системы вода — нефть в инструменте использовались следующие формулы:

$$K_{пр\text{нефть}} = K_{пр\text{нефть}}(K_{во}) \cdot \left(\frac{1-K_{в}-K_{но}}{1-K_{во}-K_{но}} \right)^{N_o}, \quad (1)$$

$$K_{пр\text{вода}} = K_{пр\text{вода}}(K_{но}) \cdot \left(\frac{K_{в}-K_{во}}{1-K_{во}-K_{но}} \right)^{N_w}, \quad (2)$$

где $K_{пр\text{нефть}}$ — проницаемость по нефти; $K_{пр\text{вода}}$ — проницаемость по воде; $K_{во}$ — остаточная вода; $K_{в}$ — остаточная водонасыщенность; $K_{но}$ — остаточная нефть; N_o — степенной коэффициент Кори для нефти; N_w — степенной коэффициент Кори для воды.

Формула для определения проницаемости газа в системе газ — нефть:

$$K_{пр\text{газ}} = K_{пр\text{газ}}(K_{но}) \cdot \left(\frac{K_{г}-K_{го}}{1-K_{го}-K_{но}} \right)^{N_G}, \quad (3)$$

где $K_{пр\text{газ}}$ — проницаемость по газу; $K_{г}$ — остаточная газонасыщенность; $K_{го}$ — остаточный газ; N_G — степенной коэффициент Кори для газа.

Для расчетов степенные коэффициенты принимались как $N_o = 2$, $N_w = 2$, $N_G = 1,5$.

Далее на основе полученных данных были построены различные варианты секторных геологических моделей в ПО «Petrel» и гидродинамических моделей в ПО «tNavigator» (рис. 1), отличающиеся значениями геолого-физических характеристик, отображенных в таблице 1.

Были выделены факторы, оказывающие наибольшее влияние на эффективность разработки нефтяной оторочки, а именно: М-фактор (отношение порового объема газа на поровый объем нефти), угол наклона подгазовой зоны, проницаемость, анизотропия проницаемости, толщина нефтяной оторочки, вязкость нефти [5, 6]. На основе проанализированных месторождений по каждому параметру устанавливались граничные значения.

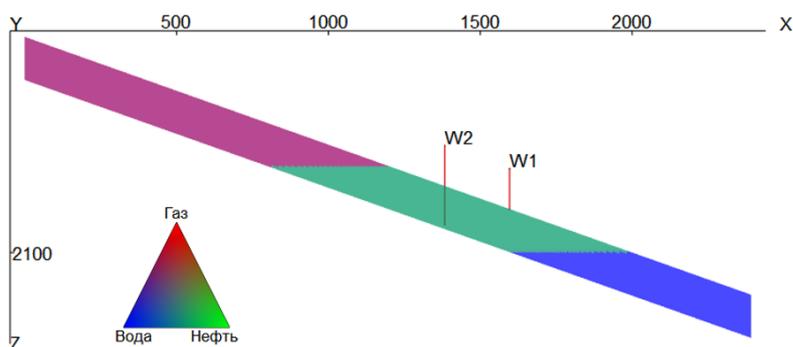


Рис. 1. Пример модели краевой нефтяной оторочки

Таблица 1

Геолого-физические характеристики

М-фактор	Угол наклона подгазовой зоны	Проницаемость, мД	Анизотропия проницаемости	Толщина оторочки	Вязкость нефти, мПа·с
1	1	5	0,1	5	0,3
1,5	2,5	10	1	10	0,6
2	3,5	20	10	15	1,2
3	5	40	50	20	2,4
5	7,5	80	100	30	4,8
–	–	–	–	40	–

Расстояние между добывающими скважинами принято в качестве 200 м и основывалось на информации, представленной в работе [7]. Граничные условия по скважинам учитывали максимальную депрессию на пласт и минимальное давление на устье с учетом VFP-таблицы, также применялись ограничения по газовому фактору ($10\ 000\ \text{м}^3/\text{м}^3$) и минимальному дебиту нефти ($1\ \text{м}^3/\text{сут}$).

В качестве выходных результатов рассчитанной модели рассматривались накопленная дисконтированная добыча нефти и газа, вычисляемая по формуле (4), а также чистый дисконтированный доход (NPV), полученный по формуле (5).

$$\sum_{i=1}^n Q_i^{\text{диск}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n \quad (4)$$

$$Q_n = \frac{q}{(1+d)^y}$$

где Q_n — текущая дисконтированная добыча; q — текущая добыча нефти или газа, м^3 ; y — позиция текущего года; d — ставка дисконта (принята в качестве 0,15).

$$NPV = (1 - H_n) \cdot \sum Q_n^{\text{диск}} \cdot C_n + (1 - H_n) \cdot \sum Q_g^{\text{диск}} \cdot C_g - C_w \cdot n_w, \quad (5)$$

где N_n — налог на прибыль (20 %); $\sum Q_n^{\text{диск}}$ — накопленная дисконтированная добыча нефти; $\sum Q_g^{\text{диск}}$ — накопленная дисконтированная добыча газа; C_n — netback по нефти (принят как 10 000 руб. за тонну); C_g — netback по газу (принят как 2 000 руб. за тыс. м³); C_w — стоимость скважины (50 млн руб.); n_w — количество скважин.

Далее исследовали влияние геометрических характеристик краевой нефтяной оторочки на эффективность вытеснения нефти.

Определили, что при увеличении угла наклона нефтяной оторочки уменьшается боковая сторона нефтяной оторочки, то есть при увеличении угла уменьшается объем запасов и уменьшается объем газового конуса. Результаты расчетов показали, что чем меньше угол наклона нефтяной оторочки, тем больше конус газа — соответственно, растет эффективность вытеснения нефти конусом газа и увеличивается накопленная добыча нефти, что дает результат в виде высокого NPV (рис. 2).

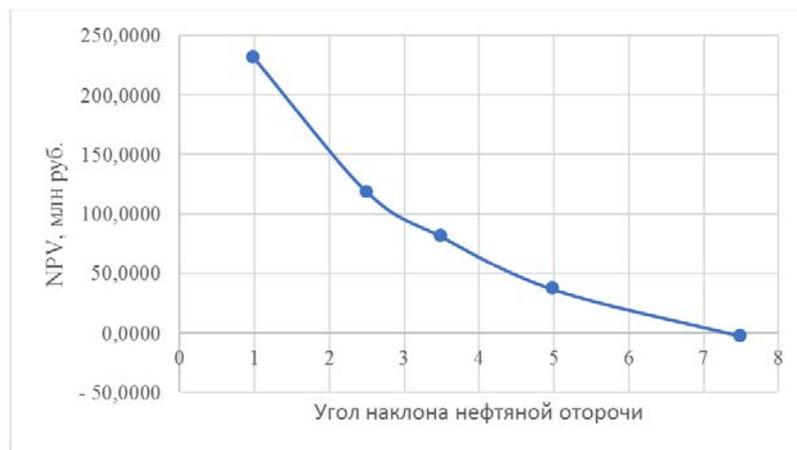


Рис. 2. Зависимость NPV от угла наклона нефтяной оторочки

Таким образом, мы подтвердили, что газовый конус в краевых нефтяных оторочках является главным механизмом вытеснения нефти.

Рассмотрим влияние выбранных геолого-физических характеристик на эффективность вытеснения нефти.

Анизотропия проницаемости в соответствии с формулой (6) проявляется в нефтяных оторочках по-разному.

$$I_A = \frac{k_v}{k_h}, \quad (6)$$

где I_A — анизотропия проницаемости; k_v — проницаемость по вертикали, мД; k_h — проницаемость по горизонтали, мД.

В нефтяных оторочках подстилающего типа газовый конус расширяется при увеличении анизотропии проницаемости, и, соответственно, при низкой анизотропии газовый конус уменьшается. В нефтяных оторочках краевого типа вытеснение нефти происходит по латерали, поэтому влияние анизотропии на формирование газового конуса будет минимальным. За

счет того, что анизотропия незначительно проявляется в краевых нефтяных оторочках, мы исключаем данный параметр из таблицы исследуемых геолого-физических характеристик.

Рассмотрим влияние вязкости и проницаемости, связанных формулой Дюпюи (7)

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (7)$$

где k — проницаемость, мД; h — продуктивная толщина, м; ΔP — депрессия, МПа; μ — вязкость нефти, Па·с; R_k — радиус контура питания, м; r_c — радиус скважины, м.

Высокая проницаемость обуславливает высокий начальный дебит, однако уменьшается время добычи за счет того, что проницаемость также влияет на темпы отбора (перераспределение давления), исходя из формулы пьезопроводности (8)

$$\chi = \frac{k}{\mu\beta^*}, \quad (8)$$

где k — проницаемость, мД; μ — вязкость нефти, Па·с; β^* — сжимаемость системы, 1/МПа.

Вязкость прямо пропорциональна проницаемости и, следовательно, оказывает аналогичное влияние. Однако по сравнению с проницаемостью на данный фактор воздействует давление, которое способно изменить изначально заданное значение вязкости, поэтому мы исключаем вязкость из таблицы параметров.

Также было рассмотрено влияние газовой шапки и аквифера на добычу нефти. Для этого были сформированы следующие варианты: вариант с газовой шапкой, где объем газовой шапки в 1,5 раза и в 5 раз больше объема нефтяной оторочки; вариант с объемом аквифера в 100 раз больше объема нефтяной оторочки.

По полученным результатам гидродинамического моделирования были построены графики (рис. 3).

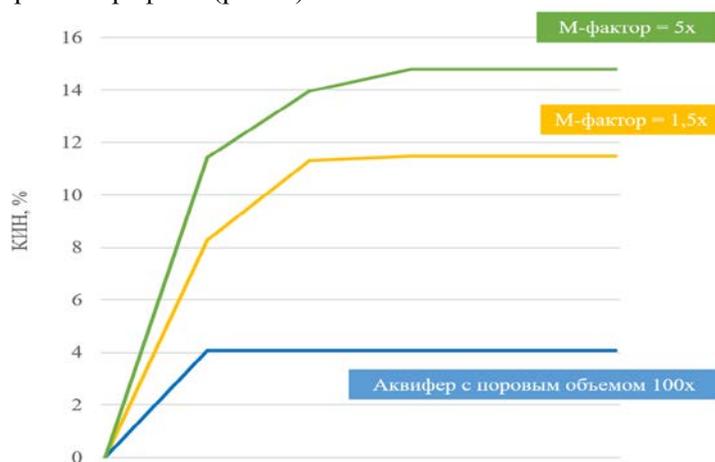


Рис. 3. Исследование влияния аквифера и газовой шапки на коэффициент извлечения нефти

Исходя из представленного графика видно, что газовая шапка с М-фактором, равным 5, имеет значительную разницу в КИН по сравнению с моделью, где поровый объем аквифера увеличен в 100 раз от порового объема нефтяной оторочки. Данное явление объясняется формулой (9), которая представляет общую сжимаемость системы. С учетом того, что сжимаемость воды кратно меньше сжимаемости нефти и газа, увеличение аквифера не оказывает существенного воздействия на КИН.

$$\beta_{\text{общ}} = S_H \cdot V_H \cdot \beta_H + \frac{S_G \cdot V_G}{P_{\text{пл}}} + S_B \cdot V_B \cdot \beta_B + \beta_{\text{пор}}, \quad (9)$$

где S_H — насыщенность нефтью; V_H — объем нефти, м³; β_H — сжимаемость нефти, 1/МПа; S_B — насыщенность водой; V_B — объем воды, м³; β_B — сжимаемость воды, 1/МПа; S_G — насыщенность газом; V_G — объем газа, м³; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; $\beta_{\text{пор}}$ — сжимаемость породы.

Проанализировав результаты, мы отсекали такие факторы, как анизотропия проницаемости и вязкость нефти. Оставшиеся параметры сформировали основную выборку в количестве 750 моделей.

На основе результатов данных моделей были получены значения NPV, которые были сгруппированы в зависимости от толщины нефтяной оторочки (рис. 4).

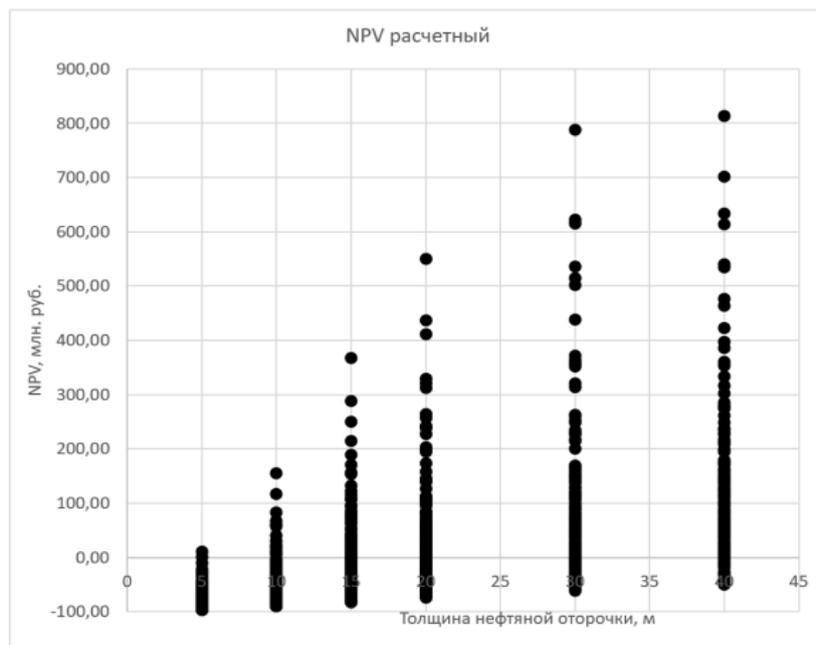


Рис. 4. Зависимость NPV от толщины нефтяной оторочки

Далее полученные зависимости были аппроксимированы по функции гиперболического тангенса, что позволило получить следующую математическую модель:

$$NPV = a \cdot th(b \cdot h + c) + d, \quad (10)$$

где a — коэффициент сжатия графика по горизонтали; b — коэффициент сжатия графика по вертикали; c — коэффициент растяжения графика по вертикали; d — коэффициент растяжения графика по горизонтали; h — толщина нефтяной оторочки, м.

Результаты

На основе полученной математической модели были построены палетки для оценки эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения. Пример палетки для М-фактора 0,5 представлен на рисунке 5, для остальных значений М-фактора выполнены аналогичные палетки.

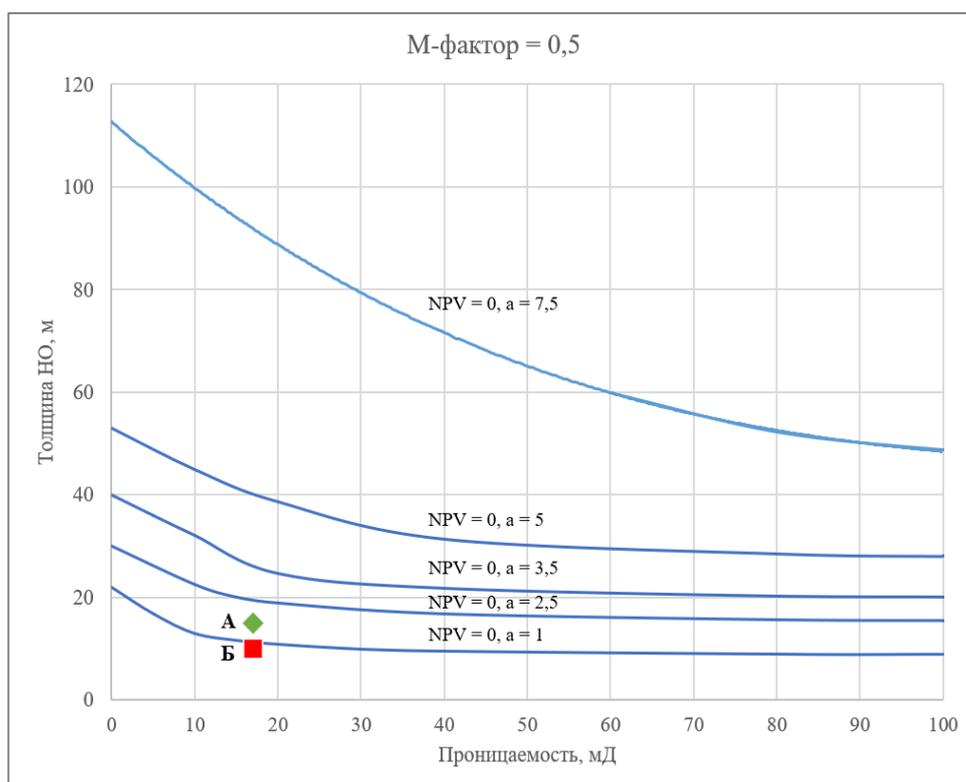


Рис. 5. Палетка для оценки эффективности разработки краевой оторочки на режиме истощения с малой газовой шапкой

На палетке каждый график характеризует границу нулевой рентабельности с определенным углом наклона нефтяной оторочки. В качестве апробации полученной палетки были взяты данные с двух месторождений, представленные в таблице 2.

Результаты по оценке объектов с помощью палетки полностью совпадают с данными в таблице, следовательно, палетка может быть применена для оценки эффективности разработки на режиме истощения.

Данные по реальным месторождениям

Параметр	Объект А	Объект Б
Угол наклона подгазовой зоны	1	3
М-фактор	0,5	0,5
Толщина пласта, м	15	10
Проницаемость, мД	17	17
Рентабельность	Да	Нет

Обсуждение

Разработанный инструмент позволяет оперативно оценить возможность разработки нефтяных оторочек на режиме истощения, а также выявить геолого-физические условия, при которых разработка будет наиболее эффективна на этапе оценки месторождения с минимальным объемом геолого-физических данных.

Далее наш авторский коллектив исследует границы применения систем поддержания пластового давления с нагнетанием газа и воды при разработке нефтяных оторочек.

Вывод

Таким образом, определена степень влияния конуса газа на эффективность вытеснения нефти при различных геолого-физических факторах: анизотропия проницаемости, вязкость нефти, проницаемость, угол наклона нефтяной оторочки.

Подтверждено, что в нефтяных оторочках конус газа является главным механизмом вытеснения нефти. Чем больше размер конуса, тем больше накопленная добыча нефти.

Построен для практического применения инструмент определения рентабельности разработки нефтяных оторочек и определены границы рентабельности разработки нефтяных оторочек при заданных параметрах на режиме истощения.

Список источников

1. Полковников, Ф. И. Оптимизация технологии разработки тонких нефтяных оторочек : магистерская диссертация / Ф. И. Полковников ; науч. рук. С. В. Степанов ; консультант А. Ю. Юшков ; автор рецензии Д. А. Самоловов ; Тюменский государственный университет. – Тюмень, 2017. – 81 с. – Текст : непосредственный.

2. Матюхина, В. Д. Оценка перспектив использования технологий создания газогидратных барьеров при разработке месторождений с газовой шапкой и низкой пластовой температурой (на примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, Восточная Сибирь) : магистерская диссертация / В. Д. Матюхина ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2017. – 106 с. – Текст : непосредственный.

3. Standing, M. B. A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases / M. B. Standing. – Direct text // *Drilling and Production Practice*. – 1947. – P. 275–287.
4. Corey, A. T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A. T. Corey. – Direct text // *Producers Monthly*. – 1954. – Vol. 19, Issue 1. – P. 38–41.
5. Olamigoke, O. First-Pass Screening of Reservoirs with Large Gas Caps for Oil Rim Development / O. Olamigoke, A. Peacock. – Text : electronic // *Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria*. – URL: <https://doi.org/10.2118/128603-MS>. – Published: August, 03, 2009.
6. Выбор рентабельных подходов к разработке малоамплитудных нефтегазоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой на примере месторождения с востока ЯНАО / С. В. Красноров, А. А. Горланов, А. А. Юшков [и др.]. – Текст : непосредственный // *Нефть и Газ Сибири*. – 2018. – № 4 (33). – С. 42–44.
7. Определение оптимальной схемы размещения горизонтальных скважин на месторождениях с нефтяными оторочками / Д. А. Сугаипов, С. А. Нехаев, И. В. Перевозкин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-12-44-46. – Текст : непосредственный // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – № 12. – С. 44–46.

References

1. Polkovnikov, F. I. (2017). *Optimizatsiya tekhnologii razrabotki tonkikh neftnyanykh otorochek: masterskaya dissertatsiya*. Tyumen, 81 p. (In Russian).
2. Matyukhina, V. D. (2017). *Otsenka perspektiv ispol'zovaniya tekhnologii sozdaniya gazogidratnykh bar'erov pri razrabotke mestorozhdeniy s gazovoy shapkoj i nizkoj plastovoy temperaturoj (na primere Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya, Vostochnaya Sibir')*: masterskaya dissertatsiya. Tomsk, 106 p. (In Russian).
3. Standing, M. B. (1947). A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases. *Drilling and Production Practice*, pp. 275-287. (In English).
4. Corey, A. T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 19(1), pp. 38-41. (In English).
5. Olamigoke, O., & Peacock, A. (2009). First-Pass Screening of Reservoirs with Large Gas Caps for Oil Rim Development. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/128603-MS>
6. Krasnоров, S. V., Gorlanov, A. A., Yushkov, A. A., Zunde, D. A., & Loznyuk, O. A. (2018). *Vybor rentabel'nykh podkhodov k razrabotke maloamplitudnykh neftegazokondensatnykh zalezhey s neftyanoy otorochkoy na primere mestorozhdeniya s vostoka YANAO. Neft' i Gaz Sibiri*, (4(33)), pp. 42-44. (In Russian).
7. Sugaipov, D. A., Nekhaev, S. A., Perevozkin, I. V., Reshetnikov, D. A., & Samolovov, D. A. (2019). Optimization of well pattern for oil rim fields. *Oil Industry*, (12), pp. 44-46. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-44-46

Информация об авторах

Пархоменко Дмитрий Валерьевич, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, mobyred@mail.ru

Information about the authors

Dmitriy V. Parkhomenko, Student, Industrial University of Tyumen, mobyred@mail.ru

Схабицкий Геральд Александрович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Апасов Ренат Тимергалеевич, кандидат технических наук, руководитель по разработке продуктов ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

Gerald A. Skhabitskiy, Student, Industrial University of Tyumen

Renat T. Apasov, Candidate of Engineering, Head of Product Development, Gazpromneft STC LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 26.01.2022; одобрена после рецензирования 16.03.2022; принята к публикации 18.03.2022.

The article was submitted 26.01.2022; approved after reviewing 16.03.2022; accepted for publication 18.03.2022.

УДК 665.75

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-83-95

Выделение твердых парафинов из тяжелых нефтяных фракций в электрическом поле

**А. Л. Савченков*, С. Г. Агаев, О. П. Дерюгина, Е. Н. Скворцова,
А. Г. Мозырев**

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**savchenkoval@tyuiu.ru*

Аннотация. Процесс выделения твердых парафинов из тяжелых нефтяных фракций является одним из самых дорогостоящих и сложных в аппаратурном оформлении в нефтепереработке. Депарафинизация обычно проводится методом низкотемпературной кристаллизации твердых парафинов в присутствии многократного избытка избирательных растворителей. Поиски других, более простых и недорогих технологий выделения твердых парафинов являются актуальной задачей. В некоторых работах российских исследователей показана возможность депарафинизации масляных фракций в электрическом поле.

В работе изучено влияние основных параметров процесса депарафинизации масляного рафината фракции 420–490 °С в электрическом поле на качественные показатели процесса. Установлено, что форма электрического поля и степень его неоднородности не влияют на целевые показатели. Повышение напряженности электрического поля до определенного предела приводит к снижению необходимого времени для завершения процесса электроосаждения. Увеличение температуры процесса приводит к выделению более высокоплавких парафинов. Полное выделение твердых парафинов в электрическом поле зависит от напряженности поля, температуры процесса, типа и концентрации вводимой присадки.

Ключевые слова: твердые парафины, электроосаждение, неоднородное электрическое поле, гач

Для цитирования: Выделение твердых парафинов из тяжелых нефтяных фракций в электрическом поле / А. Л. Савченков, С. Г. Агаев, О. П. Дерюгина [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-83-95 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 83–95.

Separation of solid paraffins from heavy oil fractions in an electric field

**Andrey L. Savchenkov*, Slavik G. Agaev, Olga P. Deryugina,
Elena N. Skvortsova, Andrey G. Mozyrev**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**savchenkoval@tyuiu.ru*

Abstract. The process of separating solid paraffins from heavy oil fractions is one of the most expensive and difficult to implement in oil refining. Dewaxing is usually carried out by the method of low-temperature crystallization of solid paraffins in the presence of a multiple excess of selective solvents. The search for other, simpler and inexpensive technologies for the isolation of solid paraffins is an urgent task. Some Russian scientists devoted their work to studying the possibility of dewaxing oil fractions in an electric field.

This article deals with the influence of the main parameters of solid paraffin hydrocarbons electrodeposition in an electric field on the qualitative parameters of the process. It has been established that the shape of the electric field and the degree of its inhomogeneity don't affect the target indicators. Increasing the electric field strength to a certain limit leads to a decrease in the required time to complete the electrodeposition process. Increasing the process temperature leads to the release of higher melting paraffins. The complete release of solid paraffins in an electric field depends on the field strength, process temperature, type and concentration of the introduced additive.

Keywords: solid paraffins, electrodeposition, non-uniform electric field, slack wax

For citation: Savchenkov, A. L., Agaev, S. G., Deryugina, O. P., Skvortsova, E. N., & Mozyrev, A. G. (2022). Separation of solid paraffins from heavy oil fractions in an electric field. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 83-95. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-83-95

Введение

Твердые парафиновые углеводороды входят в состав почти всех нефтей и при первичной переработке концентрируются в тяжелых фракциях — мазуте и гудроне. При глубокой переработке мазута твердые парафины концентрируются в вакуумном газойле или в масляных фракциях. Выделение твердых парафинов из тяжелых фракций необходимо, во-первых, для снижения их температуры застывания и, во-вторых, для использования выделенных парафинов в качестве ценного сырья нефтехимии, а также для других целей [1]. Возможность выделения парафиновых углеводородов в электрическом поле показана в работах [2–5]. Исследования по электроосаждению проводятся также зарубежными учеными. Некоторые из результатов представлены в работах [6–11].

Цель нашей работы — исследование влияния параметров на показатели процесса депарафинизации дистиллятного масляного рафината фракции 420–490 °С.

Объект и методы исследования

Для исследований процесса выделения твердых парафинов за основу была взята схема установки, которая описывается в работах [12–14]. Установка состоит из стабилизатора напряжения, выпрямителя, конденсатора, киловольтметра и термостатированной камеры, в которую помещалась ячейка. Установка питается от сети однофазного тока частотой 50 Гц, напряжением 220 В. Регулирование выпрямленного напряжения производится плавно в пределах от 0 до 25 кВ. Номинальный ток нагрузки составлял 10 мА. Ячейка имеет контакты для подсоединения клемм от источника напряжения. Киловольтметр подключается параллельно электродам ячейки.

В качестве сырья, содержащего твердые парафиновые углеводороды, использован дистиллятный масляный рафинат фракции 420–490 °С — продукт вакуумной перегонки мазута, очищенный от смол и полициклических

ароматических углеводородов. Физико-химические свойства рафината представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства масляного рафината

Показатель	Значение
Пределы выкипания, °С	420–490
Температура застывания, °С	37
Плотность при 70 °С, кг/м ³	874
Показатель преломления при 70 °С	1,4712
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм ² /с	29,5
Кинематическая вязкость при 100 °С, мм ² /с	7,4
Содержание фенола, % масс.	0,001

Для выделения парафинов в электрическом поле из сырья необходимы присадки (ПАВ — поверхностно-активные вещества), индуцирующие электрический заряд на поверхности кристаллов твердых парафиновых углеводородов. В качестве ПАВ исследованы сложноэфирные депрессорные присадки, представляющие собой продукты конденсации синтетических жирных кислот фракции C₂₁–C₂₅, пентаэритрита и дикарбоновых кислот или их ангидридов — фталевого ангидрида (присадка ТюмИИ 77), 4-нитрофталево́й кислоты (присадка ТюмИИ 79) и малеинового ангидрида (присадка ТюмИИ 200) [15, 16].

Электродепарафинизацию масляного рафината проводили с использованием известной методики [2, 4]. Смесь сырья и расчетное количество присадки подвергались термообработке при температуре выше температуры помутнения смеси (60–70 °С) до полного растворения твердых парафиновых углеводородов и присадки. После термообработки сырье переносилось в ячейку, предназначенную для выделения парафиновых углеводородов на электродах. Ячейка, изготовленная из латуни, охлаждалась в холодильнике до температуры депарафинизации. При необходимости сырье в ячейке подвергалось гомогенизации. Ячейка подключалась к источнику тока, и на нее подавалось необходимое напряжение. По окончании установленного времени воздействия электрического поля на систему прекращали подачу напряжения на электроды сначала отключением выпрямителя от стабилизатора, затем стабилизатора от сети. После чего снимали остаточное напряжение на электродах ячейки простым их замыканием и отсоединяли клеммы источника напряжения от ячейки. Эффективность электродепарафинизации оценивали по следующим показателям: по выходу масла (% масс. от сырья), температуре застывания депарафинированного масла (депмасла) и температуре плавления твердых парафиновых углеводородов (гача). Чем выше выход масла и ниже его температура застывания и чем выше температура плавления гача, тем эффективнее процесс депарафинизации. Кроме этого, эффективность процесса оценивалась путем

сравнения показателей преломления при 70 °С рафината, депмасла и гача. По сравнению с показателем преломления исходного сырья показатель преломления масла повышается, а гача уменьшается. Чем больше разница между показателями преломления рафината и получаемых из него продуктов, тем более эффективен процесс электроосаждения. В общем случае эффективность процесса можно оценивать разницей показателей преломления депмасла и гача.

В работе изучено влияние на качество получаемых из масляного рафината продуктов следующих параметров процесса электродепарафинизации:

- а) формы электрического поля, степени его неоднородности, зависящей в первую очередь от конструкции ячейки;
- б) напряженности электрического поля, зависящей от величины напряжения, подаваемого на электроды, и от конструкции ячейки;
- в) времени воздействия электрического поля на сырье;
- г) температуры электродепарафинизации.

Результаты и обсуждение

Известно, что форма электрического поля, степень его неоднородности при разделении дисперсных систем в электрическом поле отражаются на характере и величине различных электрических сил, действующих на дисперсную частицу. В однородном электрическом поле разделение дисперсной системы происходит в основном за счет одной силы — электрофоретической, тогда как в неоднородном поле, в зависимости от свойств дисперсионной среды и частиц, появляется возможность увеличить действующую на частицу силу за счет диполофоретической или диэлектрофоретической силы [17]. Для установления влияния формы электрического поля и степени его неоднородности были проведены исследования процесса электроосаждения в однородном электрическом поле, создаваемом системой плоских параллельных электродов — пластин из нержавеющей стали, а также в неоднородном поле, создаваемом системой двух коаксиальных цилиндров. Коаксиальные цилиндры были выполнены с разным отношением их диаметров, что позволило оценить влияние степени неоднородности электрического поля.

Остальные параметры процесса были постоянными: концентрация присадки ТюмИИ 200 в рафинате 0,75 %, температура электроосаждения +20 °С, средняя напряженность электрического поля $E_{cp} = 10$ кВ/см, время осаждения 60 мин.

Электроосаждение в ячейках с коаксиальной системой электродов проводили таким образом, чтобы центральный электрод соединялся с положительным, а внешний электрод — с отрицательным полюсом выпрямителя. При такой полярности электродов действующая на частицу сила будет складываться из электрофоретической (вследствие отрицательного заряда кристаллов парафина со сложноэфирной присадкой) и диполофоретической (за счет поляризации двойного электрического слоя — ДЭС).

Направленность диполофоретической силы к центру ячейки обусловлена большей плотностью электрического поля у центрального электрода, так как для коаксиальной системы электродов максимальная напряженность электрического поля будет на внешней поверхности внутреннего

электрода, а минимальная — на внутренней поверхности наружного электрода. При этом напряженность электрического поля на внешней поверхности центрального электрода E_r , на внутренней поверхности внешнего электрода E_R , градиент электрического поля $\text{Grad } E$ выражаются следующим образом [15]:

$$E_r = \frac{U}{r \cdot \ln \frac{R}{r}}, \text{ кВ/см,}$$

$$E_R = \frac{U}{R \cdot \ln \frac{R}{r}}, \text{ кВ/см,}$$

$$\text{Grad } E = \frac{U}{R \cdot r \cdot \ln \frac{R}{r}}, \text{ кВ/см}^2,$$

где U — напряжение, подаваемое на электроды, кВ; r — радиус центрального электрода, см; R — радиус внешнего электрода, см.

В таблице 2 приведены основные размеры использованных в работе ячеек с коаксиальной системой электродов и основные параметры электрического поля при $E_{cp} = 10$ кВ/см. Материал полеобразующих электродов — латунь.

Таблица 2

Характеристика ячеек с коаксиальной системой электродов и параметры электрического поля при напряженности поля $E_{cp} = 10$ кВ/см

Номер ячейки	Радиус электрода, м		$\frac{R}{r}$	Напряженность электрического поля, кВ/см		Градиент напряженности электрического поля $\text{Grad } E$, кВ/см ²
	Внешнего R	Внутреннего r		E_R	E_r	
1	0,025	0,020	1,25	8,9	11,2	4,5
2	0,025	0,015	1,67	7,8	13,1	5,2
3	0,025	0,010	2,00	7,2	14,4	7,2
4	0,025	0,010	2,50	6,5	16,3	6,5
5	0,025	0,005	5,00	5,0	24,8	9,9

Возникновение диэлектрфоретической силы при незначительной разнице диэлектрических проницаемостей дисперсионной среды (масла) и дисперсных частиц (твердых парафиновых углеводородов) сомнительно, эта разница должна быть не менее двух.

Поляризация материала частиц твердых парафиновых углеводородов, необходимая для возникновения диэлектрфоретической силы, возможна при значениях напряженности электрического поля более 30 кВ/см.

Напряженности 10 кВ/см, что имело место в эксперименте, для этого явно недостаточно.

Результаты экспериментальных данных, представленные в таблице 3, показывают, что выход депмасла, температура плавления гача, а также их показатели преломления почти не зависят от формы электрического поля и степени его неоднородности: выход масла находится на уровне 81,2–83,3 масс. %, температура плавления гача 51,4–52,2 °С, показатель преломления масла 1,4730, гача — в пределах 1,4626–1,4631. При переходе от однородного поля к неоднородному и с увеличением степени его неоднородности наблюдается снижение температуры застывания получаемого депмасла с 12 до 8 °С.

Таблица 3

Влияние формы и степени неоднородности электрического поля на показатели процесса электродепарафинизации рафината при +20 °С в присутствии 0,75 масс. % присадки ТюмИИ 200; $E_{cp} = 10$ кВ/см, время осаждения 60 мин

Форма электрического поля	Тип электродов	Отношение диаметров $\frac{R}{r}$	Выход масла, масс. %	Температура застывания масла, °С	Температура плавления гача, °С	Показатель преломления при 70 °С	
						Масла	Гача
Однородное	Параллельные пластины	–	82,7	12	52,0	1,4730	1,4630
Неоднородное	Коаксиальные цилиндры	1,25	81,2	12	51,4	1,4730	1,4633
		1,67	82,1	10	52,1	1,4730	1,4629
		2,00	83,3	9	52,1	1,4730	1,4628
		2,50	82,2	8	52,2	1,4730	1,4626
		5,00	82,1	8	51,9	1,4730	1,4631

Таким образом, исходя из полученных экспериментальных данных, можно заключить, что на показатели процесса электродепарафинизации масляного рафината оказывает влияние в основном электрофоретическая сила, действующая на отрицательно заряженные частицы твердых парафиновых углеводородов. Изменение формы электрического поля с целью увеличения результирующей силы, действующей на частицы, за счет диполофоретической силы, не дает эффекта, что, по-видимому, объясняется незначительной ее величиной по сравнению с электрофоретической силой. Тем не менее полностью влияние диполофоретической силы на результаты процесса электродепарафинизации в неоднородном поле отрицать нельзя, о чем свидетельствует некоторое снижение температуры застывания получаемого депмасла.

Для дальнейших исследований была выбрана ячейка № 3 (см. табл. 2) с коаксиальной системой электродов, на которой были исследованы остальные параметры процесса электродепарафинизации.

Исследование влияния напряженности электрического поля (под напряженностью электрического поля здесь и далее будет пониматься

средняя напряженность E_{cp}) на показатели процесса проводили также при постоянных значениях остальных параметров: концентрация присадки ТюМИИ 77 0,5 масс. %, температура электродепарафинизации +20 °С время осаждения 30 мин. Результаты экспериментальных данных приведены в таблице 4.

Таблица 4

Влияние напряженности электрического поля на показатели процесса электродепарафинизации рафината при температуре +20 °С в присутствии 0,5 масс. % присадки ТюМИИ 77; время осаждения 30 мин

Напряженность электрического поля, кВ/см			Градиент напряженности, кВ/см ²	Выход масла, масс. %	Температура застывания масла, °С	Температура плавления гача, °С	Показатель преломления при 70 °С	
E_{cp}	E_R	E_T					Масла	Гача
2	1,4	2,9	1,4	Разделение неполное	7	52,4	1,4720	1,4623
4	2,9	5,8	2,9	86,9	8	53,5	1,4730	1,4614
6	4,3	8,7	4,3	86,5	10	54,3	1,4730	1,4609
8	5,8	11,5	5,8	86,1	15	54,2	1,4730	1,4610
10	7,2	14,4	7,2	86,9	17	54,5	1,4730	1,4608
12	8,7	17,3	8,7	87,7	19	55,0	1,4730	1,4604
14	10,1	20,2	10,1	87,2	19	55,0	1,4730	1,4605
16	11,5	23,1	11,5	Электрический пробой				

Результаты показали, что полное разделение фаз системы наблюдается при напряженности электрического поля 4–14 кВ/см. До 4 кВ/см полного удаления кристаллов парафина из сырья не происходит — получаемое депмасло визуально мутное, его показатель преломления низкий. При напряженности поля более 14 кВ/см возникает электрический пробой системы. Выход масла и его показатель преломления в области напряженности электрического поля 4–14 кВ/см практически не изменяются, но наблюдается рост температуры застывания масла. С увеличением напряженности электрического поля температура плавления гача увеличивается с 52,4 до 55,0 °С с одновременным снижением его показателя преломления с 1,4623 до 1,4605. Это свидетельствует об уменьшении содержания масла в получаемом гаче.

Было изучено также влияние напряженности электрического поля на время полного завершения процесса электроосаждения. Исследования проводили при концентрации присадки ТюМИИ 79 0,1 масс. % и температуре осаждения +20 °С. Время завершения электроосаждения фиксировали как время полного осветления объема масла от кристаллов парафиновых углеводородов, о чем судили визуально. Результаты экспериментальных данных представлены на рисунке 1.

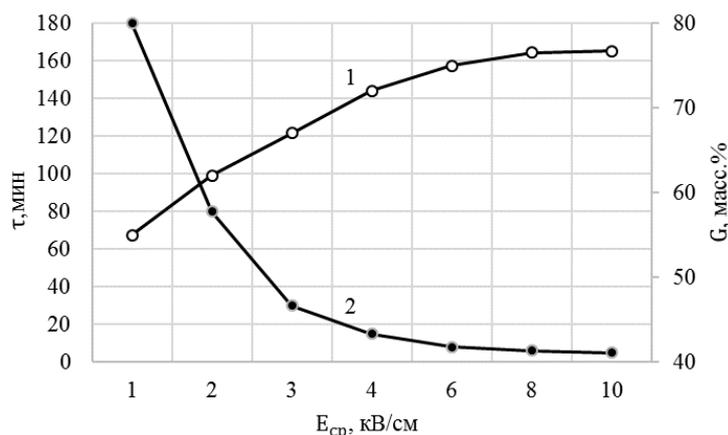


Рис. 1. Зависимость выхода масла G (кривая 1) и времени завершения процесса осаждения τ (кривая 2) от напряженности электрического поля E_{cp} при электродепарафинизации масляного рафината в присутствии 0,1 масс. % присадки ТюмИИ 79; температура электродепарафинизации +20 °С

Как следует из представленных на рисунке 1 данных, повышение напряженности электрического поля с 1 до 4 кВ/см приводит к резкому снижению времени осаждения со 180 до 15 мин и увеличению выхода масла с 55 до 72 масс. %. При дальнейшем увеличении напряженности до 10 кВ/см изменение этих показателей незначительно: выход масла увеличивается на 2–3 масс. %, время осаждения уменьшается с 15 до 4 мин. Эти результаты объясняют причину нечеткого разделения рафината при напряженности поля 2 кВ/см (см. табл. 4) — времени 30 мин недостаточно для завершения электроосаждения.

Исследования влияния времени электроосаждения проводили при напряженности электрического поля 10 кВ/см, концентрации присадки ТюмИИ 200 в рафинате 0,75 масс. % и температуре электродепарафинизации +20 °С. Результаты представлены в таблице 5.

Таблица 5

Влияние времени осаждения на показатель процесса электродепарафинизации рафината при +20 °С в присутствии 0,75 масс. % присадки ТюмИИ 200, $E_{cp} = 10$ кВ/см

Время осаждения, мин	Выход масла, масс. %	Температура застывания масла, °С	Температура плавления гача, °С	Показатель преломления при 70 °С	
				Масла	Гача
2,5	Электроосаждения нет				
5,0	95,1*	8	51,5	1,4715	1,4652
10,0	93,0*	8	51,5	1,4719	1,4655
15,0	92,8*	10	51,8	1,4718	1,4650
20,0	83,5	14	52,0	1,4730	1,4650
30,0	83,4	13	52,0	1,4730	1,4651
60,0	83,6	14	52,0	1,4730	1,4650

Примечание: * — мутное масло

Как следует из представленных в таблице 5 экспериментальных данных, разделение рафината происходит не сразу после наложения электрического поля, а спустя некоторое время. При воздействии поля в течение 5–15 мин полного разделения фаз не происходит — депмасло мутное, его показатель преломления низкий. Выход масла с увеличением времени осаждения до 15 мин несколько уменьшается, затем стабилизируется. Полное разделение фаз системы наблюдается при времени осаждения 20 мин и более. При этом выход масла, его показатель преломления и температура застывания не зависят от времени осаждения. Температура плавления получаемого гача почти не зависит от времени электроосаждения, что говорит об однородности состава осаждающихся во времени кристаллов парафиновых углеводородов.

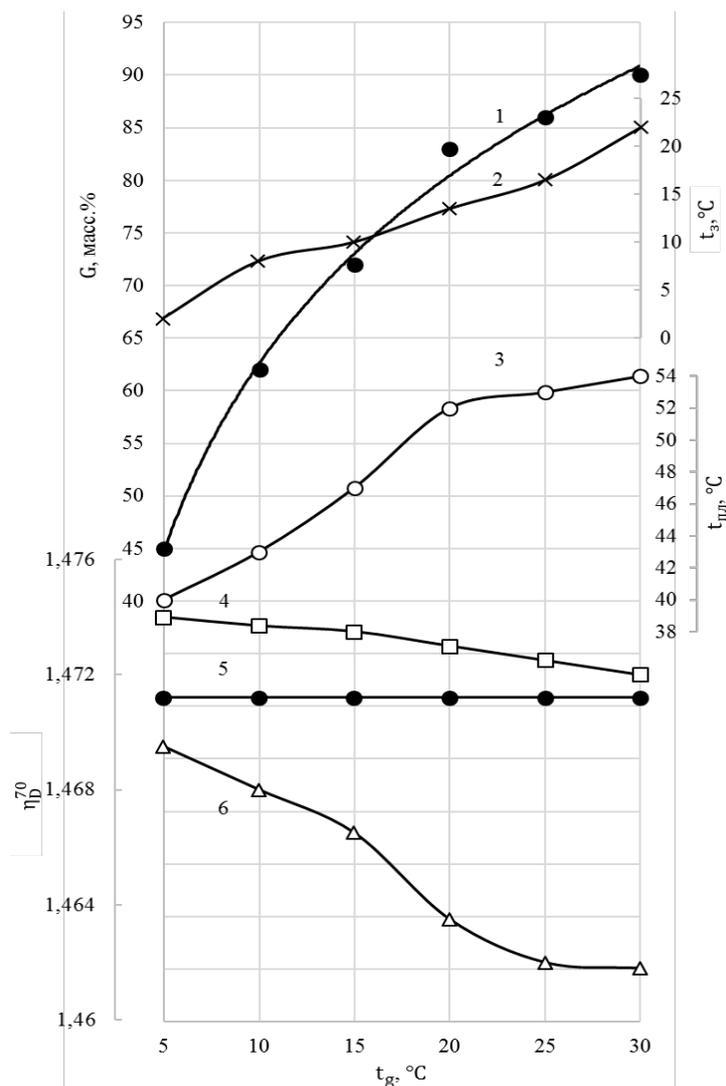


Рис. 2. Зависимости выхода масла G (кривая 1), температуры застывания t_3 масла (кривая 2), температуры плавления $t_{\text{пл}}$ гача (кривая 3), η_D^{70} показателя преломления масла (кривая 4), рафината (кривая 5) и гача (кривая 6) от температуры электродепарафинизации t_g масляного рафината

Исследование влияния температуры электроосаждения проводилось при концентрации присадки ТюмИИ 200 в рафинате 0,75 масс. %, напряженности электрического поля 10 кВ/см и времени осаждения 60 мин. Результаты экспериментальных данных представлены на рисунке 2.

Из представленных на рисунке 2 экспериментальных данных следует, что с увеличением температуры электроосаждения с +5 до +30 °С выход масла, его температура застывания, а также температура плавления гача увеличиваются; показатели преломления масла и гача уменьшаются. Полученные зависимости объясняются тем, что процесс электроосаждения основан на отделении образовавшейся дисперсной фазы от дисперсионной среды, значит, качество продуктов, их углеводородный состав будут зависеть в первую очередь от температуры дисперсной системы, то есть температуры электроосаждения. Уменьшение температуры системы приводит к переходу в дисперсную фазу более низкоплавких парафиновых углеводородов, что ведет к снижению температуры застывания дисперсионной среды (депмасла). Переход низкоплавких парафинов в дисперсную фазу приводит к снижению температуры плавления получаемого гача. Кроме этого, с понижением температуры системы происходит увеличение вязкости среды, что затрудняет перемещение и осаждение частиц в электрическом поле. В пределе, с понижением температуры значительное структурирование системы обусловит невозможность разделения фаз данным способом. Так как процесс электроосаждения осуществляется без разбавления рафината растворителями, то в дисперсную фазу будут переходить углеводороды с температурой плавления выше температуры осаждения. Таким образом, изменяя температуру системы (электроосаждения), можно регулировать углеводородный состав получаемых при разделении фаз продуктов.

Выводы

Показана возможность выделения твердых парафиновых углеводородов из масляной фракции 420–490 °С в присутствии сложноэфирных присадок в постоянном электрическом поле. Изучено влияние формы, напряженности электрического поля, степени его неоднородности, температуры и времени электроосаждения на показатели процесса.

Установлено, что выход депарафинированного масла, температура плавления гача, а также их показатели преломления не зависят от формы электрического поля и степени его неоднородности. На эффективность процесса электроосаждения твердых парафинов в основном оказывает влияние электрофоретическая сила, действующая на отрицательно заряженные кристаллы твердых парафинов.

Полное разделение масляного рафината в электрическом поле происходит при напряженности поля от 1 до 14 кВ/см. С увеличением напряженности поля от 1 до 10 кВ/см наблюдается значительное снижение необходимого времени завершения процесса до полного выделения твердых парафинов со 180 до 4 минут. Время завершения электроосаждения твердых парафинов зависит от напряженности электрического поля, температуры процесса, типа и концентрации сложноэфирной присадки.

С увеличением температуры электроосаждения наблюдается увеличение температуры плавления выделяемых твердых парафинов, что явля-

ется следствием формирования дисперсной фазы из более высокомолекулярных парафинов. В дисперсную фазу переходят парафины с температурой плавления выше температуры процесса электроосаждения.

Список источников

1. Переверзев, А. Н. Производство парафинов / А. Н. Переверзев, Н. Ф. Богданов, Ю. Н. Рошин. – Москва : Химия, 1973. – 224 с. – Текст : непосредственный.
2. Агаев, С. Г. Депарафинизация масляного сырья в электрическом поле / С. Г. Агаев, А. Н. Халин. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 2001. – № 3. – С. 38–42.
3. Агаев, С. Г. Депарафинизация летнего дизельного топлива Антипинского НПЗ в постоянном электрическом поле высокого напряжения / С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев, Е. Ю. Зима. – Текст : непосредственный // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2011. – № 10. – С. 6–8.
4. Агаев, С. Г. Распределение n-алканов в продуктах электродепарафинизации дизельного топлива / С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев. – DOI 10.7868/S0028242118020028. – Текст : непосредственный // Нефтехимия. – 2018. – Т. 58, № 2. – С. 125–129.
5. Агаев, С. Г. Электродепарафинизация дизельных топлив / С. Г. Агаев, С. В. Гульятев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 3 (57). – С. 72–76.
6. Roa, M. Study of an asphaltene electrodeposition strategy for Colombian extra-heavy crude oils boosted by the simultaneous effects of an external magnetic field and ferromagnetic composites / M. Roa, J. M. Cruz-Duarte, R. Correa. – Text : electronic // Fuel. – 2021. – Vol. 287. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119440>.
7. Effects of the particle concentration on the electro-dehydration of simulated SAGD produced ultra-heavy oil / B. Li, Z. Sun, Z. Wang [et al.]. – DOI 10.1016/j.cherd.2019.09.004. – Direct text // Chemical Engineering Research and Design. – 2019. – Vol. 151. – P. 157–167.
8. Strelets, L. A. Effect of enhanced oil recovery on the composition and rheological properties of heavy crude oil / L. A. Strelets, S. O. Ilyin. – Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 203. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108641>.
9. Heavy Crude Oils/Particle Stabilized Emulsions / I. Kralova, J. Sjöblom, G. Øye [et al.]. – DOI 10.1016/j.cis.2011.09.001. – Direct text // Advances in Colloid and Interface Science. – 2011. – Vol. 169, Issue 2. – P. 106–127.
10. The study of asphaltene desorption from the iron surface with molecular dynamics method / M. Hekmatifar, D. Toghraie, A. Khosravi [et al.]. – DOI 10.1016/j.molliq.2020.114325. – Direct text // Journal of Molecular Liquids. – 2020. – Vol. 318. – P. 10–19.
11. Study of asphaltene adsorption onto raw surfaces and iron nanoparticles by AFM force spectroscopy / J. Castillo, V. Vargasa, V. Piscitelli [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2017.01.019. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 151. – P. 248–253.
12. Савченков, А. Л. Влияние маслорастворимых присадок на электрокинетические и депрессорные свойства дистиллятного рафината из смеси нефтей Западной Сибири / А. Л. Савченков, С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // Нефть и газ. – 1989. – № 11. – С. 41–45.

13. Савченков, А. Л. О распределении сложноэфирных депрессорных присадок в масляном рафинате / А. Л. Савченков, С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1991. – № 5. – С. 29–30.
14. Агаев, С. Г. Электродепарафинизация Уренгойской нефти / С. Г. Агаев, А. Л. Савченков. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1996. – № 6. – С. 18–19.
15. Агаев, С. Г. Диэлектрические и электрофоретические свойства парафинсодержащих дисперсий / С. Г. Агаев, Л. В. Таранова – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1986. – № 10. – С. 27–29.
16. Агаев, С. Г. Улучшение низкотемпературных свойств высокопарафинистых масел с помощью композиций сложных эфиров пентаэритрита и депрессатора АзНИИ / С. Г. Агаев, Л. В. Таранова. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1986. – № 1. – С. 39–43.
17. Духин, С. С. Электрофорез / С. С. Духин, Б. В. Дерягин ; АН СССР, Ин-т физ. химии. – Москва : Наука, 1976. – 328 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Pereverzev, A. N., Bogdanov, N. F., & Roshchin, Yu. N. (1973). *Proizvodstvo parafinov*. Moscow, Khimiya Publ., 224 p. (In Russian).
2. Aгаев, S. G., & Khalin, A. N. (2001). Dewaxing of lube stock in an electric field. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, (3), pp. 38-42. (In Russian).
3. Агаев, S. G., Yakovlev, N. S., & Zima, E. Yu. (2011). Dewaxing of summer diesel fuel of Antipinsky refinery in a high voltage constant electric field. *Neftepere-rabotka i neftechimiya*, (10), pp. 6-8. (In Russian).
4. Агаев, S. G., & Yakovlev, N. S. (2018). Distribution of n-alkanes in the products of electric dewaxing of diesel fuel. *Petroleum Chemistry*, 58(3), pp. 174-178. (In English). DOI 10.1134/S0965544118030027
5. Агаев, S. G. & Gulyaev, S. V. (2006). Elektrodeparafinizatsiya dizel'nykh topliv. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (3(57)), pp. 72-76. (In Russian).
6. Roa, M., Cruz-Duarte, J. M., & Correa, R. (2021). Study of an asphaltene electrodeposition strategy for Colombian extra-heavy crude oils boosted by the simultaneous effects of an external magnetic field and ferromagnetic composites. *Fuel*, 287. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119440>
7. Li, B., Sun, Z., Wang, Z., Wang, J., Wang, Z., Dou, X.,... Liu, H. (2019). Effects of the particle concentration on the electro-dehydration of simulated SAGD produced ultra-heavy oil. *Chemical Engineering Research and Design*, 151, pp. 157-167. (In English). DOI: 10.1016/j.cherd.2019.09.004
8. Strelets, L. A., & Ilyin, S. O. (2021). Effect of enhanced oil recovery on the composition and rheological properties of heavy crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108641>
9. Kralova, I., Sjöblom, J., Øye, G., Simon, S., Grimes, B. A., & Paso, K. (2011). Heavy Crude Oils/Particle Stabilized Emulsions. *Advances in Colloid and Interface Science*, 169(2), pp. 106-127. (In English). DOI: 10.1016/j.cis.2011.09.001
10. Hekmatifar, M., Toghraie, D., Khosravi, A., Saberi, F., Soltani, F., Sabetvand, R., & Goldanlou, A. (2020). The study of asphaltene desorption from the iron surface with molecular dynamics method. *Journal of Molecular Liquids*, 318, pp. 10-19. (In English). DOI: 10.1016/j.molliq.2020.114325
11. Castillo, J., Vargasa, V., Piscitelli, V., Ordoñez, L., & Rojas, H. (2017). Study of asphaltene adsorption onto raw surfaces and iron nanoparticles by AFM force spectroscopy. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 151, pp. 248-253. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2017.01.019

12. Savchenkov, A. L., & Agaev, S. G. (1989). Vliyanie maslorastvorimykh prisadok na elektrokineticheskie i depressornye svoystva distillyatnogo rafinata iz smesi neftey Zapadnoy Sibiri. *Neft' i gaz*, (11), pp. 41-45. (In Russian).
13. Savchenkov, A. L., & Agaev, S. G. (1991). Distribution of ester pour-point depressants in oil raffinate. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 27(5), pp. 274-275. (In English).
14. Agaev, S. G. & Savchenkov, A. L. (1996). Electrodeparaffinization of Urengoy oil. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, (6), pp. 18-19. (In Russian).
15. Agaev, S. G. & Taranova, L. V. (1986). Dielectric and electrophoretic properties of wax dispersions in the presence of pour depressants. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 22(10), pp. 541-545. (In English).
16. Agaev S. G. & Taranova, L. V. (1986). Uluchshenie nizkotemperaturnykh svoystv vysokoparafinykh masel s pomoshch'yu kompozitsiy slozhnykh efirov pentaeritrita i depressatora AzNII. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (1), pp. 39-43. (In Russian).
17. Dukhin, S. S., & Deryagin, B. V. (1976). *Elektroforez*. Moscow, Nauka Publ., 328 p. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

Савченков Андрей Леонидович, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, savchenkoval@tyuiu.ru

Andrey L. Savchenkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, savchenkoval@tyuiu.ru

Агаев Славик Гамид оглы, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Slavik G. Agaev, Doctor of Engineering, Professor, Chief Researcher at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Дерюгина Ольга Павловна, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Olga P. Deryugina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Скворцова Елена Николаевна, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Elena N. Skvortsova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Мозырев Андрей Геннадьевич, кандидат технических наук, заведующий кафедрой переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Andrey G. Mozyrev, Candidate of Engineering, Head of the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.04.2022; одобрена после рецензирования 19.04.2022; принята к публикации 25.04.2022.

The article was submitted 12.04.2022; approved after reviewing 19.04.2022; accepted for publication 25.04.2022.

УДК 665.7.035.8

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-96-109

Исследование низкотемпературных свойств нефти методом диэлектрической спектроскопии

М. Г. Шевелева*, Л. В. Таранова, С. Г. Агаев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**shevelevamg@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе исследована возможность применения метода диэлектрической спектроскопии для оценки низкотемпературных свойств нефти. Представлены результаты определения физико-химических характеристик и диэлектрических параметров 25 образцов нефти месторождений Тюменской области. По данным температурно-диэлектрической спектроскопии, в интервале температур $-110 \div +20$ °С обнаружен процесс стеклования нефти, определены температура стеклования t_C и температурная область структурного застывания Δt нефти. Температуру стеклования принято считать истинной температурой застывания. Установлены зависимости t_C и Δt нефти от ее физико-химических характеристик, которые были исследованы методами корреляционного и регрессионного анализа. Температуру стеклования и температурную область структурного застывания предложено использовать в качестве показателей для оценки низкотемпературных свойств нефти. Температура стеклования может быть использована в качестве показателя низкотемпературных свойств нефтей любого типа как характеристика вязкостного (истинного) застывания, а температурная область структурного застывания — только парафинистых нефтей (наряду с используемым показателем температуры застывания).

На основе полученных данных возможна разработка предложений по применению метода диэлектрической спектроскопии для прогнозирования, определения и контроля отдельных физико-химических характеристик нефти в процессах ее добычи, сбора, подготовки и транспортировки, что в значительной степени может сократить время и стоимость анализа.

Ключевые слова: низкотемпературные свойства нефти, диэлектрическая проницаемость, температура стеклования

Для цитирования: Шевелева, М. Г. Исследование низкотемпературных свойств нефти методом диэлектрической спектроскопии / М. Г. Шевелева, Л. В. Таранова, С. Г. Агаев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-96-109 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 96–109.

Investigating the low-temperature properties of oil by the method of dielectric spectroscopy

Marina G. Sheveleva*, Lyubov V. Taranova, Slavik G. Agaev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**shevelevamg@tyuiu.ru*

Abstract. The article is devoted to the possibility of using the dielectric spectroscopy method for assessing the low-temperature properties of oil. For 25 samples of oil in the fields of Tyumen region the physical and chemical characteristics have been determined, in the temperature range dielectric permittivity ϵ and the tangent angle of dielectric losses $\operatorname{tg} \delta$ were obtained. The dielectric relaxation of oil was established. The calculated values of dielectric relaxation parameters made it possible to interpret this process as a glass transition process. The glass transition temperature t_C and the region of structural solidification Δt of oil have been determined. The dependences of t_C and Δt of oil on its physico-chemical characteristics have been established and investigated by methods of correlation and regression analysis. The glass transition temperature t_C and the temperature range of structural solidification Δt have been proposed to estimate the low-temperature properties of oil. In the future, on the basis of data obtained, recommendations for application of dielectric spectroscopy method for forecasting and operational control of some (individual) characteristics of oil in the processes of its production, collection, preparation and transportation can be developed.

Keywords: low-temperature properties of oil, dielectric permittivity, glass transition temperature

For citation: Sheveleva, M. G., Taranova, L. V., & Agaev, S. G. (2022). Investigating the low-temperature properties of oil by the method of dielectric spectroscopy. Oil and Gas Studies, (3), pp. 96-109. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-96-109

Введение

В настоящее время в разработку интенсивно вводятся месторождения парафинистых и высокопарафинистых нефтей северных районов РФ, в том числе и Тюменской области. Повышенное содержание парафинов приводит к многочисленным трудностям при их добыче и транспорте [1]. Добыча таких нефтей сопровождается парафинизацией нефтепромыслового оборудования. Парафинизация крайне не желательна, так как приводит к снижению дебитов скважин, повышенному износу оборудования, росту эксплуатационных затрат на проведение работ по удалению парафиновых отложений.

При трубопроводном транспорте парафинистых нефтей возникают серьезные проблемы, связанные с их аномальными свойствами: высокими значениями вязкости и температуры застывания, наличием статического и динамического напряжения сдвига. Эти проблемы усугубляются сложными природно-климатическими факторами, в частности почти повсеместным распространением мощного слоя мерзлых пород и низкими отрицательными температурами в течение продолжительного зимнего периода. Так как температура застывания нефти оказывается выше температуры окружающего воздуха, то возникает опасность «замораживания» трубопровода.

Возможность добычи, сбора и трубопроводного транспорта нефти в условиях северных районов определяется ее низкотемпературными свойствами. Потеря подвижности нефти при понижении температуры происходит в результате сложных фазовых и структурных переходов двух групп углеводородов — кристаллизующихся и стеклющихся [2]. Кристаллизующиеся углеводороды в результате процессов ассоциации и структурообразования, протекающих за счет сил межмолекулярного взаимодействия, образуют в системе пространственную сетку, которая препятствует движению жидкой фазы [3].

Для оценки низкотемпературных свойств нефти на практике часто используют такой показатель, как температура застывания, которая определяется по ГОСТ 20287-91¹. Данный показатель имеет весьма условный характер, так как основан на визуальной, а следовательно, субъективной регистрации потери подвижности нефти при понижении температуры, а также в значительной степени зависит от условий определения (температуры термообработки; скорости охлаждения и других факторов). Кроме того, результаты определения температуры застывания характеризуются недостаточно хорошей сходимостью, а процесс определения — длительностью [4]. В работах [5, 6] на примере нефтяных смазочных масел показано, что более точная, надежная и объективная оценка низкотемпературных свойств нефтяных дисперсных систем может быть осуществлена методом диэлектрической спектроскопии (ДС). Применение данного метода для анализа НДС обусловлено присутствием в них полярных компонентов, прежде всего асфальто-смолистых веществ (АСВ).

Метод диэлектрической спектроскопии характеризуется высокой чувствительностью, эффективностью и относительной простотой методик [7, 8]. Диэлькометрия применяется для анализа объектов различного агрегатного состояния и различной химической природы. Важной особенностью метода ДС является и то, что он позволяет связывать диэлектрические параметры системы с ее составом [9], структурой [8] и физико-химическими свойствами [10–14]. Данный метод широко используется и для изучения межмолекулярных взаимодействий [5, 15].

Учитывая вышеизложенное, в данной работе предпринята попытка исследования низкотемпературных свойств нефти методом диэлектрической спектроскопии с выявлением новых показателей для оценки низкотемпературных свойств нефти и установлением взаимосвязи между этими показателями и физико-химическими характеристиками нефти.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследования были использованы образцы 25 нефтей месторождений Тюменской области, для которых были определены следующие физико-химические характеристики: вязкость γ_{20} при 20 °С, плотность ρ_{20} при 20 °С, температура застывания $t_{\text{ЗАСТ}}$, содержание светлых фракций $C_{\text{СВ.ФР.}}$, выкипающих до 300 °С; содержание парафинов $C_{\text{П}}$; суммарное содержание асфальтенов, смол, азота и серы $C_{\text{АСНС}}$.

Определения, проведенные по стандартным методикам [16], показали, что физико-химические свойства образцов нефти изменяются в широких пределах: $\gamma_{20} = 4,90 \div 33,07$ мм²/с ; $\rho_{20} = 821 \div 891$ кг/м³; $t_{\text{ЗАСТ}} = -23 \div +20$ °С; $C_{\text{СВ.ФР.}} = 28 \div 59$ об. %; $C_{\text{П}} = 1,62 \div 13,00$ масс. %, $C_{\text{АСНС}} = 1,30 \div 16,64$ масс. %. Это свидетельствует о том, что исследованные образцы относятся к нефтям разных типов: по значениям плотности — от особо легких до тяжелых; по количеству светлых фракций — к нефтям со средним и высоким содержанием светлых фракций; по содержанию парафинов — от малопарафинистых до высокопарафинистых; по содержанию АСВ — к малосмолистым и

¹ ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания [Электронный ресурс]. – Введ. 1992-01-01. – Режим доступа: <https://internet-law.ru/gosts/gost/4599/>.

смолистым [3, 17]. Таким образом, в ходе исследований можно выявить некоторые общие закономерности независимо от типа нефти.

Нефти, как известно, являются малополярными диэлектриками, поведение которых в переменных электрических полях характеризуется двумя параметрами — диэлектрической проницаемостью \mathcal{E} и тангенсом угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$ [18]. В связи с этим в работе оценивали диэлектрические параметры исследуемых образцов нефти. Измерения проводили на частотах электрического поля 1, 5 и 10 кГц с помощью моста переменного тока в двухэлектродной ячейке. Емкость пустой ячейки составляла $113 \pm 0,33$ пкФ. Значения \mathcal{E} и $\operatorname{tg} \delta$ фиксировали в интервале температур $-110 \div +20$ °С через каждые 2 °С, а в области экстремальных значений — через 1 °С. Точность измерения температуры составляла 0,5°.

Результаты и обсуждение

В ходе работы исследовали изменение диэлектрических характеристик нефти в зависимости от температуры при фиксированных значениях частоты электрического поля 1, 5, 10 кГц. Общий вид зависимостей приведен на рисунке 1 для образца № 14. Для остальных образцов зависимости имеют аналогичный характер, но отличаются численными значениями диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь, которые зависят от химического состава нефти. Диапазон варьирования параметров в условиях эксперимента составил для диэлектрической проницаемости в пределах $2,0 \div 2,7$; для $\operatorname{tg} \delta$ — в пределах $0,0059 \div 0,0250$.

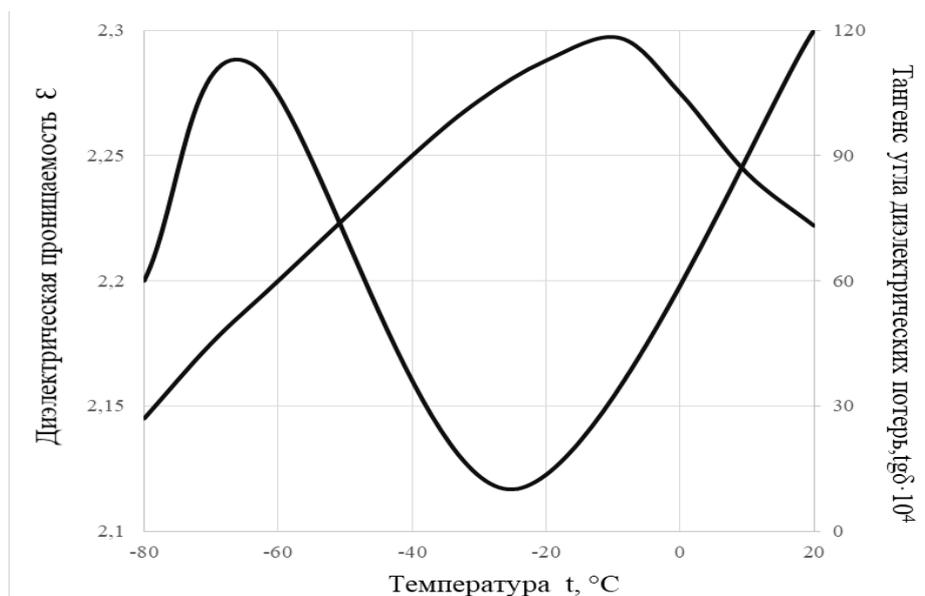


Рис. 1. Зависимости диэлектрической проницаемости \mathcal{E} и тангенса угла диэлектрических потерь от температуры t (°С) на частоте электрического поля 1 кГц для образца нефти № 14

Температурные зависимости диэлектрических параметров, как видно на рисунке 1, характеризуются наличием экстремумов, в частности макси-

мумов \mathcal{E}_{\max} и $\operatorname{tg} \delta_{\max}$, которые, по мнению авторов [19], соответствуют достижению наиболее устойчивых состояний нефтяных дисперсных систем. Анализ изменения этих параметров показывает, что значения \mathcal{E}_{\max} и $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ возрастают с уменьшением в нефти содержания парафинов ($C_{\text{П}}$) и увеличением суммарного содержания асфальтенов, смол, азота и серы (C_{ACNS}). Кроме того, величина и положение максимальных значений тангенса угла диэлектрических потерь зависят от частоты электрического поля: с повышением последней $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ смещается в область более высоких температур, а его величина возрастает. Значения $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ и соответствующие им температуры (t) на частоте электрического поля 1кГц приведены в таблице 1.

Таблица 1

Значения $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ и температурных показателей образцов нефти

№ образца	Значения $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ на частоте 1кГц	Температура t , соответствующая $\operatorname{tg} \delta_{\max}$, °C	Температура застывания нефти $t_{\text{заст.}}$, °C	Область структурного застывания Δt , °C
1	0,0074	-101	+15	116
2	0,0066	-92	+20	112
3	0,0111	-88	-	-
4	0,0069	-86	+3	89
5	0,0059	-84	+15	99
6	0,0101	-82	0	82
7	0,0151	-82	-15	67
8	0,0134	-82	-8	74
9	0,0099	-82	-2	80
10	0,0119	-76	+5	81
11	0,0114	-72	+4	76
12	0,0184	-72	-4	68
13	0,0140	-64	+3	67
14	0,0112	-64	+18	82
15	0,0200	-64	-6	58
16	0,0209	-62	+2	64
17	0,0196	-62	+7	69
18	0,0216	-60	+1	61
19	0,0193	-58	-6	52
20	0,0210	-58	-2	56
21	0,0210	-56	-23	33
22	0,0189	-54	+2	56
23	0,0232	-52	-2	50
24	0,0212	-52	0	52
25	0,0214	-50	+1	51

Такой характер зависимостей \mathcal{E} и $\operatorname{tg} \delta$ от температуры в исследуемом интервале для нефтяных смазочных масел объясняется процессом стеклования [6]. Следовательно, можно полагать, что и в нефтях диэлектрические эффекты также обусловлены процессом стеклования. При этом за температуру стеклования t_c , по аналогии с исследованиями полимеров [20], принята температура, соответствующая значениям $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ на частоте электрического поля 1 кГц.

Процесс стеклования нефти, то есть прекращение внутреннего вращения в молекулах углеводородов является признаком ее истинного (или вязкостного) застывания. Это позволяет рекомендовать температуру стеклования как еще один параметр для оценки низкотемпературных свойств нефти. Результаты определения данного показателя характеризуются хорошей сходимостью.

Для исследованных образцов нефти значения t_c изменяются в пределах $-101 \div -50$ °С (см. табл. 1). Сравнение температуры стеклования с температурой застывания $t_{\text{заст}}$, определенной по ГОСТ 20287-91², показывает, что во всех случаях t_c ниже $t_{\text{заст}}$. Разность этих температур $\Delta t = |t_{\text{заст}} - t_c|$ аналогично нефтяным смазочным маслам [5, 6] определена как температурная область структурного застывания. Эта область по экспериментальным данным для исследованных образцов варьируется в пределах $33 \div 116$ °С (см. табл. 1).

Анализируя изменение показателей t_c и Δt , установили, что с увеличением плотности ρ_{20} , вязкости γ_{20} образца, суммарного содержания в нем асфальтенов, смол, азота и серы S_{ACNS} температура стеклования смещается в область более высоких значений, а область структурного застывания, соответственно, сужается. Влияние содержания светлых фракций $S_{\text{СВ,ФР}}$, парафина $S_{\text{П}}$, а также соотношения $S_{\text{П}}/S_{\text{ACNS}}$ на значения t_c и Δt противоположно.

Исследование зависимостей температуры стеклования t_c и области структурного застывания Δt образцов нефти от их физико-химических характеристик проводили методами корреляционного и регрессионного анализа. При этом рассматривали степень тесноты корреляционной связи, для оценки которой использовали коэффициент корреляции r_{XY} . Связь считается функциональной при $r_{XY} = 0,95 \div 1$; сильной — при $r_{XY} = 0,75 \div 0,95$; средней — при $r_{XY} = 0,50 \div 0,75$; слабой — при $r_{XY} = 0,20 \div 0,50$ [21]. Положительное значение коэффициента корреляции свидетельствует о существовании прямой связи, а отрицательное — обратной связи.

Результаты корреляционного анализа, представленные в таблице 2, показывают, что между температурой стеклования (t_c) нефти и большинством физико-химических характеристик существует сильная связь. Из физических характеристик t_c нефти наиболее тесно связана с ее плотностью ($r_{XY} = 0,92$), а из характеристик состава нефти — с содержанием в ней светлых фракций ($r_{XY} = -0,87$). Более низкие значения коэффициента корреляции отмечаются между температурой стеклования и показателями, связанными с содержанием парафина, $S_{\text{П}}$ и $S_{\text{П}}/S_{\text{ACNS}}$ (r_{XY} , соответственно, $-0,54$ и $-0,64$), связь в данном случае оценивается как средняя.

² ГОСТ 20287-91... Режим доступа: <https://internet-law.ru/gosts/gost/4599/>.

Оценка тесноты корреляционных связей температуры стеклования t_c , температуры застывания $t_{заст}$ и области структурного застывания Δt нефти с ее физико-химическими характеристиками

Характеристика X	Значение коэффициента корреляции r_{XY} для зависимости		
	$t_c - X$	$\Delta t - X$	$t_{заст} - X$
ρ_{20}	0,92	-0,82	-0,34
ν_{20}	0,81	-0,73	-0,25
$C_{св.фр.}$	-0,87	0,69	0,13
$C_{П}$	-0,54	0,70	0,64
C_{ACNS}	0,83	-0,75	-0,34
$C_{П}/C_{ACNS}$	-0,64	0,77	0,64

Область структурного застывания Δt в целом несколько хуже коррелирует с физико-химическими характеристиками нефти, чем температура стеклования. В данном случае сильная связь (но с более низкими значениями r_{XY} по сравнению с температурой стеклования) наблюдается с тремя из рассматриваемых характеристик — плотностью ρ_{20} , суммарным содержанием асфальтенов, смол, азота и серы C_{ACNS} и соотношением $C_{П}/C_{ACNS}$. Необходимо также отметить, что область структурного застывания значительно лучше, чем температура стеклования, коррелирует с характеристиками $C_{П}$ и $C_{П}/C_{ACNS}$ (r_{XY} , соответственно, 0,70 и -0,54 — для $C_{П}$; 0,77 и -0,64 — для $C_{П}/C_{ACNS}$).

Для температуры застывания ($t_{заст}$) образцов нефти, в отличие от t_c и Δt , наблюдается только средняя связь с показателями, связанными с содержанием парафина, — $C_{П}$ и $C_{П}/C_{ACNS}$ ($r_{XY} = 0,64$); с остальными характеристиками отмечается слабая связь при значениях коэффициента корреляции $|r_{XY}| \leq 0,34$.

Для описания корреляционных зависимостей температуры стеклования (t_c) и области структурного застывания (Δt) образцов нефти от их физико-химических характеристик использовали регрессионные модели различного вида (линейные, степенные, логарифмические, полиномиальные). Оценку степени соответствия модели экспериментальным данным проводили по величине достоверности аппроксимации R^2 . Чем больше значение R^2 , тем выше качество регрессионной модели и тем в большей степени она соответствует экспериментальным данным [22]. Результаты регрессионного анализа представлены на рисунках 2, 3 и в таблице 3.

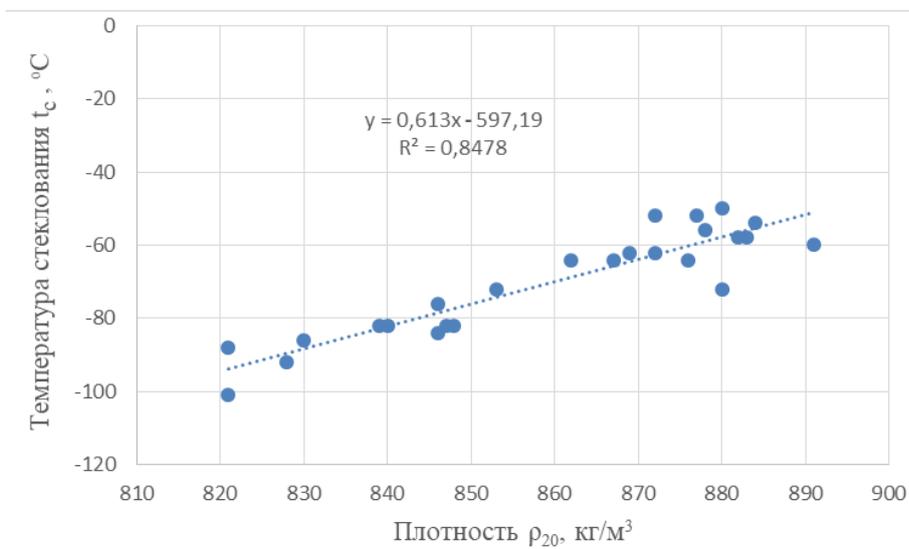


Рис. 2. Зависимость температуры стеклования t_c образцов нефти от их плотности ρ_{20} при 20 °C

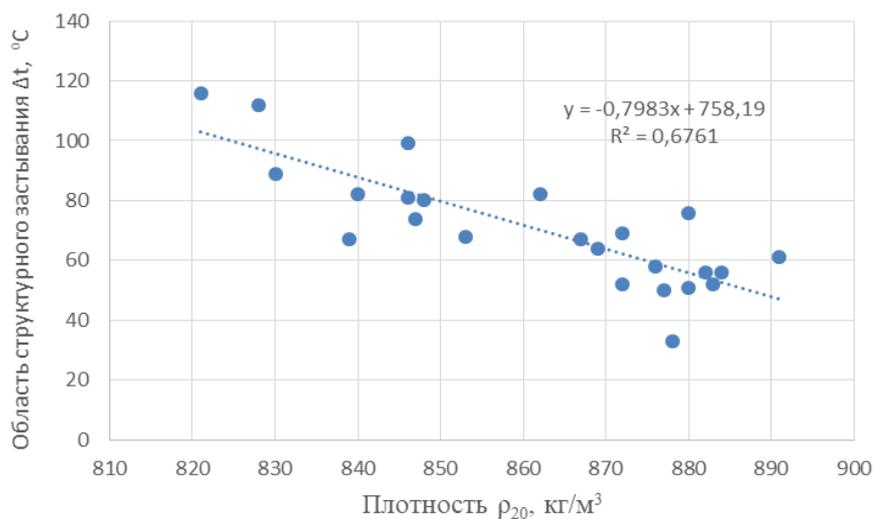


Рис. 3. Зависимость области структурного застывания Δt образцов нефти от их плотности ρ_{20} при 20°

Регрессионные модели линейного и полиномиального вида, представленные в таблице 3, описывают зависимости температуры стеклования нефти от ее физико-химических характеристик (за исключением C_{II} и C_{II}/C_{ACNS}) с приемлемой величиной достоверности аппроксимации. Некоторое предпочтение следует отдать моделям зависимости $t_c - \rho_{20}$, для которых значения R^2 самые высокие: 0,8478 — для линейной модели; 0,8557 — для полиномиальной. В целом полиномиальные модели для всех зависимостей характеризуются наибольшими значениями R^2 ; следовательно, они наиболее точно описывают изменение температуры стеклования от физи-

ко-химических характеристик нефти. Для моделей, описывающих зависимости t_c нефти от содержания в ней парафина и соотношения C_{II}/C_{ACNS} , наблюдаются более низкие значения величины достоверности аппроксимации. В первом случае при аппроксимации полиномом 2-й степени значение R^2 составляет всего 0,4464; во втором случае оно несколько выше — 0,5890, то есть в обоих случаях вариация значений температуры стеклования значимо зависит и от других факторов.

Таблица 3

Регрессионные модели влияния физико-химических характеристик нефти на ее температуру стеклования t_c и область структурного застывания Δt

Зависимость	Уравнение регрессии	Величина достоверности аппроксимации R^2
$t_c - \rho_{20}$	$y = 0,613x - 597,19$ $y = -0,0034x^2 + 6,3651x - 3056,2$	0,8478 0,8557
$t_c - \nu_{20}$	$y = 1,17x - 88,268$ $y = -0,0497x^2 + 2,9813x - 100,08$	0,6638 0,7360
$t_c - C_{св.фр.}$	$y = -1,5594x + 1,0303$ $y = -0,0388x^2 + 1,9854x - 77,565$	0,7587 0,8005
$t_c - C_{II}$	$y = -3,0983x - 58,684$ $y = 0,616x^2 - 11,224x - 40,673$	0,2890 0,4464
$t_c - C_{ACNS}$	$y = 3,2378x - 93,754$ $y = -0,1248x^2 + 5,2114x - 99,878$	0,6901 0,7154
$t_c - C_{II}/C_{ACNS}$	$y = -7,0982x - 63,365$ $y = 3,7795x^2 - 24,131x - 56,592$	0,4111 0,5890
$\Delta t - \rho_{20}$	$y = -0,7983x + 758,19$ $y = 0,0106x^2 - 18,885x + 8504,5$	0,6761 0,7105
$\Delta t - \nu_{20}$	$y = -1,3683x + 91,567$ $y = 0,0743x^2 - 4,0876x + 109,51$	0,5328 0,6309
$\Delta t - C_{св.фр.}$	$y = 1,7218x - 7,5647$ $y = 0,0392x^2 - 1,8577x + 71,8$	0,4798 0,5019
$\Delta t - C_{II}$	$y = 5,4783x + 50,442$ $y = -0,8441x^2 + 16,659x + 25,941$	0,4914 0,6448
$\Delta t - C_{ACNS}$	$y = -4,0997x + 101,23$ $y = 0,2959x^2 - 8,844x + 116,4$	0,564 0,6397
$\Delta t - C_{II}/C_{ACNS}$	$y = 11,595x + 59,8$ $y = -4,3817x^2 + 31,578x + 52,264$	0,5916 0,7029

Также недостаточно высокими значениями R^2 характеризуются регрессионные модели зависимостей температурной области структурного застывания (Δt) от физико-химических характеристик нефти. Но необходимо отметить, что для моделей зависимостей Δt от C_{II} и C_{II}/C_{ACNS} значения R^2 больше, чем для моделей зависимостей t_c от аналогичных характеристик. Это еще раз подтверждает тот факт, что область структурного засты-

вания в большей степени зависит от содержания парафинов, чем температура стеклования.

Недостаточно высокие значения R^2 для некоторых из исследованных моделей, очевидно, обусловлены сложностью химического состава нефти и тем, что на температурные показатели нефти (температуру стеклования и температурную область структурного застывания) оказывает влияние в совокупности ряд характеристик. Это определяет необходимость проведения в дальнейшем дополнительных исследований в этом направлении, а также исследований по влиянию на температурные показатели физико-химических характеристик нефти с учетом ее типа.

Зависимости температуры застывания нефти от ее физико-химических характеристик регрессионному анализу не подвергались из-за слабой корреляционной связи между этими показателями.

Полученные уравнения регрессии позволяют по значениям температурных показателей t_c и Δt прогнозировать физико-химические характеристики нефти и, наоборот, по физико-химическим характеристикам определять температурные показатели нефти.

По результатам исследований, проведенных в данной работе для нефтей разных типов, в целом можно отметить возможность использования показателей температуры стеклования и температурной области структурного застывания для оценки низкотемпературных свойств нефтей. Причем показатель температуры стеклования рекомендуется использовать применительно к любым нефтям как характеристику истинного (вязкостного) застывания, а температурную область структурного застывания — только к парафинистым нефтям (наряду с используемым показателем температуры застывания).

Выводы

Таким образом, в данной работе определены физико-химические характеристики 25 образцов нефти различных типов месторождений Тюменской области. По результатам температурно-диэлектрической спектроскопии в интервале $-110 \div 20$ °С обнаружен процесс стеклования нефти, определены температура стеклования t_c и температурная область структурного застывания Δt . Зависимости этих показателей (t_c и Δt) от физико-химических характеристик нефти были исследованы методами корреляционного и регрессионного анализа.

Показано, что температура стеклования (t_c) и температурная область структурного застывания (Δt) значительно лучше коррелируют с физико-химическими характеристиками нефти, чем температура застывания, что позволяет предложить эти показатели для оценки низкотемпературных свойств нефти. Причем температуру стеклования рекомендуется использовать применительно к любым нефтям как характеристику истинного (вязкостного) застывания, а температурную область структурного застывания — только к парафинистым нефтям (наряду с широко применяемым показателем температуры застывания).

На основании полученных данных в дальнейшем могут быть разработаны предложения по применению метода диэлектрической спектроскопии для прогнозирования, определения и контроля отдельных физико-химических характеристик нефти в процессах ее добычи, сбора, подготов-

ки и транспортировки, что в значительной степени может сократить время и стоимость анализа.

Список источников

1. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с. – Текст : непосредственный.
2. Агаев, С. Г. О механизме застывания нефтей и нефтепродуктов / С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // Тезисы докладов международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы добычи и транспортировки». – Тюмень, 1993. – С. 170–171.
3. Химия нефти / Ю. В. Поконова, А. А. Гайле, Спиркин В. Г. [и др.] ; под редакцией З. И. Сюняева. – Ленинград : Химия : Ленингр. отд-ние, 1984. – 360 с. – Текст : непосредственный.
4. Методика определения температуры застывания аномальных нефтей / Э. С. Южакова, М. Г. Шевелева, А. П. Леонтьев, С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // Тезисы докладов Всесоюзной конференции по химии нефти. – Томск, 1989. – С. 102–103.
5. Агаев, С. Г. Температурно-диэлектрическая спектроскопия масляных углеводородов из смеси нефтей Западной Сибири / С. Г. Агаев, М. Г. Шевелева, О. П. Дерюгина. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1990. – № 6. – С. 51–55.
6. Агаев, С. Г. Особенности фазовых переходов в углеводородах остаточных масел / С. Г. Агаев, М. Г. Шевелева, Л. А. Шаброва. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1990. – № 6. – С. 29–31.
7. Влияние кристаллизации высокомолекулярных парафинов на реологические и диэлектрические свойства нефти / А. З. Тухватуллина, Т. Н. Юсупова, А. А. Шайхутдинов, Ю. А. Гусев. – Текст : непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 9. – С. 560–567.
8. Диэлектрическая спектроскопия в исследовании структурной организации нефтяных дисперсных систем / Д. В. Сараев, И. В. Лунев, Т. Н. Юсупова [и др.]. – Текст : электронный // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – № 1 – URL: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12005>.
9. Григоров, А. Б. Влияние состава нефти на ее диэлектрические свойства / А. Б. Григоров. – Текст : непосредственный // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 7 (89). – С. 21–24.
10. Байда, А. А. Диэлектрическая спектроскопия аминоспиртов и полиэтиленполиаминов / А. А. Байда, А. В. Рудакова, С. Г. Агаев. – DOI 10.7868/S0044453713020076. – Текст : непосредственный // Журнал физической химии. – 2013. – Т. 87, № 2. – С. 243–247.
11. Байда, А. А. Частотно-диэлектрическая спектроскопия одноатомных спиртов / А. А. Байда, А. В. Рудакова, С. Г. Агаев. – DOI 10.7868/S0044453713040031 – Текст : непосредственный // Журнал физической химии. – 2013. – Т. 87, № 4. – С. 659–663.
12. Диэлектрическая спектроскопия растительных масел / С. Г. Агаев, А. А., Байда, О. В., Георгиев [и др.]. – DOI 10.31857/S0044461820050163. – Текст : непосредственный // Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93, № 5. – С. 742–751.
13. Лушейкин, Г. А. Методы исследования электрических свойств полимеров / Г. А. Лушейкин. – Москва : Химия, 1988. – 160 с. – Текст : непосредственный.
14. Блайт, Э. Р. Электрические свойства полимеров / Э. Р. Блайт, Д. Блур ; перевод с английского, под редакцией В. Г. Шевченко – Москва : Физматлит,

2008. – 376 с. – Перевод изд.: Electrical properties of polymers / A. R. Blythe, D. Bloor. New York, 2005. – Текст : непосредственный.

15. Байда, А. А. Температурно-диэлектрическая спектроскопия аминоспиртов и полиэтиленполиаминов / А. А. Байда, С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2016. – № 12. – С. 15–18.

16. Современные методы исследования нефтей : справочно-методическое пособие / Н. Н. Абрютина, В. В. Абушаева, О. А. Арефьев [и др.] ; под редакцией А. И. Богомолова [и др.]. – Ленинград : Недра, Ленинградское отделение, 1984. – 431 с. – Текст : непосредственный.

17. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов / Под ред. С. Е. Донского. – Москва : Минприроды России, 2016. – 32 с. – Текст : непосредственный.

18. Сафиева, Р. З. Физикохимия нефти : физико-химические основы технологии переработки нефти / Р. З. Сафиева ; под редакцией В. Н. Кошелева. – Москва : Химия, 1998. – 448 с. – Текст : непосредственный.

19. Сюняев, З. И. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сафиева, Р. З. Сюняев. – Москва : Химия, 1990. – 226 с. – Текст : непосредственный.

20. Электрические свойства полимеров / Б. И. Сажин, А. М. Лобанов, О. С. Романовская [и др.] ; под редакцией Б. И. Сажина. – 3-е изд., перераб. – Ленинград : Химия, Ленинградское отделение, 1986. – 224 с. – Текст : непосредственный.

21. Губин, В. И. Статистические методы обработки экспериментальных данных : учебное пособие / В. И. Губин, В. Н. Осташков. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. – 202 с. – Текст : непосредственный.

22. Кувайскова, Ю. Е. Эконометрика : учебное пособие / Ю. Е. Кувайскова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Ульяновский государственный технический университет. – Ульяновск : УлГТУ, 2017 – 166 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Persiyantsev, M. N. (2000). *Dobycha nefi v oslozhnennykh usloviyakh*. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 653 p. (In Russian).

2. Agaev, S. G. (1993). O mekhanizme zastyvaniya neftey i nefteproduktov. Tezisy dokladov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Nefi i gaz Zapadnoy Sibiri. Problemy dobychi i transportirovki". pp. 170-171. (In Russian).

3. Pokonova, Yu. V., Gajle, A. A., Spirkin, V. G., Chertkov, Ya. B., Fakh-rutdinov, R. Z., Safieva, R. Z.,... Batueva, I. Yu. (1984). *Khimiya nefi*. Leningrad, Khimiya Publ., 360 p. (In Russian).

4. Yuzhakova, E. S., Sheveleva, M. G., Leontiev, A. P., & Agaev, S. G. (1989). Metodika opredeleniya temperatury zastyvaniya anomal'nykh neftey. Tezisy dokladov Vsesoyuznoy konferentsii po khimii nefi. Tomsk, pp. 102-103. (In Russian).

5. Agaev, S. G., Sheveleva, M. G., & Deryugina, O. P. (1990). Temperaturno-dielektricheskaya spektroskopiya maslyanykh uglevodorodov iz smesi neftey Zapadnoy Sibiri. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Nefi i gaz*, (6), pp. 51-55. (In Russian).

6. Agaev, S. G., Sheveleva, M. G., & Shabrova, L. A. (1990). Osobennosti fazovykh perekhodov v uglevodorodakh ostatochnykh masel. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel*, (6), pp. 29-31. (In Russian).

7. Tukhvatullina, A. Z., Yusupova, T. N., Shaykhutdinov, A. A., & Gusev, Yu. A. (2010). Vliyaniye kristallizatsii vysokomolekulyarnykh parafinov na reologicheskie i dielektricheskie svoystva nefi. *Bulletin of the Kazan Technological University*, (9), pp. 560-567. (In Russian).

8. Saraev, D. V., Lunev, I. V., Yusupova, T. N., Tagirzyanov, M. I., Yakubov, M. R., Gusev, Yu. A., & Romanov, G. V. (2005). Dielektricheskaya spektroskopiya v issledovanii strukturnoy organizatsii neftyanykh dispersnykh sistem. Neftegazovoe delo, (1). (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12005>
9. Grigorov, A. B. (2011). Influence of structure of oil on its dielectrical properties. Energy Saving. Power engineering. Energy Audit, 7 (89), pp. 21-24. (In Russian).
10. Baida, A. A., Rudakova, A. V., & Agaev, S. G. (2013). Dielectric spectroscopy of aminoalcohols and polyethylenepolyamines. Russian Journal of Physical Chemistry A., 87(2), pp. 240-244. (In English). DOI: 10.7868/S0044453713020076
11. Baida, A. A., Rudakova, A. V., & Agaev, S. G. (2013). Dielectric spectroscopy of monatomic alcohols. Russian Journal of Physical Chemistry A., 87(4), pp. 645-648. (In English). DOI: 10.7868/S0044453713040031
12. Agaev, S. G., Baida, A. A., Mayorova, O. O., Mozyrev A. G., & Georgiev, O. V. (2020). Dielectric spectroscopy of vegetable oils. Russian Journal of Applied Chemistry, 93(5), pp. 748-756. (In English). DOI: 10.1134/S107042722005016X
13. Lushcheykin, G. A. (1988). Metody issledovaniya elektricheskikh svoystv polimerov. Moscow, Khimiya Publ., 160 p. (In Russian).
14. Blythe, A. R., & Bloor, D. (2005). Electrical properties of polymers. 2nd edition. New York, Cambridge University Press, 480 p. (In English).
15. Bayda, A. A., & Agaev, S. G. (2016). Temperature-dielectric spectroscopy of amino alcohols and polyethylene polyamines. Neftepererabotka i neftekhimiya, (12), pp. 15-18. (In Russian).
16. Abryutina, N. N., Abushaeva, V. V., Aref'ev, O. A., Arhangel'skaya, R. A., Bartashevich, O. V., Belonin, M. D.,... Krasavchenko, M. I. (1984). Sovremennye metody issledovaniya neftey : spravochno-metodicheskoe posobie. Leningrad, Nedra Publ., 431 p. (In Russian).
17. Donskoy, S. E. (Ed.) (2016). Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu klassifikatsii zapasov i resursov nefi i goryuchikh gazov. Moscow, Ministry of Natural Resources of Russia Publ., 32 p. (In Russian).
18. Safieva, R. Z. (1998). Fizikokhimiya nefi: fiziko-khimicheskie osnovy tekhnologii pererabotki nefi. Moscow, Khimiya Publ., 448 p. (In Russian).
19. Sunyaev, Z. I., Safieva, R. Z., & Sunyaev, R. Z. (1990). Neftyanye dispersnye sistemy. Moscow, Khimiya Publ., 226 p. (In Russian).
20. Sazhin, B. I., Lobanov, A. M., Romanovskaya, O. S., Ejdel'nant, M. P., Kojkov, S. N., Shuvaev, V. P., & Borisova, M. E. (1986). Elektricheskie svoystva polimerov. 3rd edition, revised. Leningrad, Khimiya Publ., 224 p. (In Russian).
21. Gubin, V. I., & Ostashkov, V. N. (2007). Statisticheskie metody obrabotki eksperimental'nykh dannykh. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 202 p. (In Russian).
22. Kuvayskova, Yu. E. (2017). Ekonometrika. Ulyanovsk, Ulyanovsk State Technical University Publ., 166 p. (In Russian).

Информация об авторах

Шевелева Марина Геннадьевна, кандидат технических наук, доцент кафедры общей и физической химии, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, shevelevamg@tyuiu.ru

Таранова Любовь Викторовна, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Marina G. Sheveleva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of General and Physical Chemistry, Industrial University of Tyumen, shevelevamg@tyuiu.ru

Lyubov V. Taranova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Агаев Славик Гамид оглы, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Slavik G. Agaev, Doctor of Engineering, Professor, Chief Researcher at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 15.03.2022; одобрена после рецензирования 30.03.2022; принята к публикации 08.04.2022.

The article was submitted 15.03.2022; approved after reviewing 30.03.2022; accepted for publication 08.04.2022.

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.

Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным.

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 (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).

- Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indention — 0,5 cm.

- The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: 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.

It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor. References must be relevant.

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. Коленникова
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2448.
Подписано в печать 23.06.22. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 6,54. Усл. печ. л. 10,15.

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 2448.
Signed to print 23.06.22. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 6,54. Conventional printed sheets 10,15.
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.