

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

6 (156)
Ноябрь — декабрь 2022

6 (156)
November — December 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
Алметьевский государственный
нефтяной институт

Редакция

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

The Journal Founders

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

Editorial office

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор, 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, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алмата (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

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

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

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

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

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

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

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, 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)

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

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- Бембель С. Р., Бембель Р. М., Рогожнева В. О.
**Уточнение геологического строения отложений тюменской
свиты по результатам тектоно-седиментационного анализа
восточной части Краснотеннинского свода Западной Сибири** 9
- Ваганов Ю. В., Ширяев А. А., Науменко В. О.
**Моделирование переходной зоны
сеноманской газовой залежи** 26
- Катанов Ю. Е., Аристов А. И., Ваганов Ю. В., Кленских А. Г.
**Цифровой керн: моделирование температурного
поля в пустотном пространстве горной породы** 41
- Кислицын А. А., Кузнецов С. В.
**Оценка дренируемых запасов газа методом материального
баланса** 56

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Лищук А. Н., Леонтьев С. А., Степанов Д. О., Нагиев А. Т.
**Исследование бесштанговой технологии добычи нефтегазового
флюида в искривленных скважинах** 73

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

- Бурьян Ю. А., Сорокин В. Н., Квасов И. Н.
**Настройка частоты излучения погружным гидравлическим
скважинным вибратором** 83

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

- Королев В. В., Рамазанова А. Г., Балмасова О. В., Яшкова В. И.,
Валеев А. И.
**Магнитные жидкости на основе нефти. Синтез, свойства
и перспективы применения** 94

Шевелева М. Г., Таранова Л. В., Агаев С. Г. Диэлектрические исследования структурно-фазовых переходов в нефтях	110
--	-----

ПОМНИМ

Памяти известного российского ученого И. Ю. Быкова (15.10.1939 — 01.12.2022)	126
---	-----

Памяти исследователя, преподавателя, ученого Г. А. Кулябина (12.06.1936 — 13.12.2022)	128
--	-----

Памяти друга, коллеги, ученого С. Ю. Торопова (14.07.1952 — 13.12.2022)	130
--	-----

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	132
--	-----

Правила подготовки рукописи (на английском языке)	135
---	-----

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Bembel S. R., Bembel R. M., Rogozhneva V. O.
**Definition of the geological structure of deposits of Tyumen suite
based on the results of tectonic-sedimentary analysis of the eastern
part of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia** 9
- Vaganov Yu. V., Shiryaev A. A., Naumenko V. O.
Modeling the transition zone of the Cenomanian gas reservoir 26
- Katanov Yu. E., Aristov A. I., Vaganov Yu. V., Klenskih A. G.
**Digital core: modeling the temperature field in the hollow
space of the rock** 41
- Kislitsyn A. A., Kuznetsov S. V.
**Estimating drainable gas reserves by the method
of material balance** 56

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Lishchuk A. N., Leontiev S. A., Stepanov D. O., Nagiev A. T.
**Investigating the rodless technology of oil and gas fluid production
in deviated wells** 73

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

- Buryan Yu. A., Sorokin V. N., Kvasov I. N.
**Setting the radiation frequency of a submersible
hydraulic borehole vibrator** 83

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

- Korolev V. V., Ramazanova A. G., Balmasova O. V., Yashkova V. I.,
Valeev A. I.
**Oil-based magnetic fluids. Synthesis, properties, and application
prospects** 94

Sheveleva M. G., Taranova L. V., Agaev S. G. A dielectric investigation of structural-phase transitions in oils	110
---	------------

IN MEMORIAM

In memory of I. Yu. Bykov, the famous Russian scientist (15.10.1939 — 01.12.2022)	126
---	------------

In memory of G. A. Kulyabin, a researcher, teacher, scientist (12.06.1936 — 13.12.2022)	128
---	------------

In memory of S. Yu. Toropov, a friend, colleague, scientist (14.07.1952 — 13.12.2022)	130
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	132
Manuscripts presentation requirements (In English)	135

УДК 550.8:553.98
DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-9-25

**Уточнение геологического строения отложений тюменской
свиты по результатам тектоно-седиментационного анализа
восточной части Красноленинского свода Западной Сибири**

С. Р. Бембель*, Р. М. Бембель, В. О. Рогожнева

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
bembel_gsr@mail.ru

Аннотация. В статье приведены результаты анализа материалов комплекса геолого-геофизических исследований, включающих описание керна, фациальных характеристик, тектонических особенностей развития территории, промыслово-геофизических данных. Исходными материалами для проведения исследований послужили данные бурения и результаты сейсморазведочных работ, а также известные публикации геологов и геофизиков, занимающихся проблемой поиска путей повышения эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты. Район исследований приурочен к восточному склону Красноленинского свода Западной Сибири, в пределах которого выявлено несколько различных по размеру нефтяных месторождений, находящихся в активной разработке.

На основании проведенных работ по группе пластов тюменской свиты выделены участки распространения литотипов мелко-среднезернистых и разномерных песчаников в пределах прогнозной области развития каналов и конусов выноса дельт, фации русловых долин с учетом структурного фактора, карт изопохит. Поперечные размеры границ развития русловых долин, имеющих очень сложную конфигурацию, составляют от 0,5 до 2,5 км. Прогнозируемые эффективные толщины песчаников отдельных пластов на участках с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами достигают 12–14 м.

Проведенный анализ геологического строения залежей тюменской свиты послужит информационной базой для составления основы наиболее надежной и достоверной геологической модели, на базе которой при помощи цифрового моделирования будут доступны оценка перспектив дальнейшей работы над исследуемым объектом и поиск необходимых методов для его разработки.

Ключевые слова: геологическое строение, залежи углеводородов, 3D-сейсморазведка, тектонические нарушения, фациальная модель, трудноизвлекаемые запасы нефти

Для цитирования: Бембель, С. Р. Уточнение геологического строения отложений тюменской свиты по результатам тектоно-седиментационного анализа восточной части Красноленинского свода Западной Сибири / С. Р. Бембель, Р. М. Бембель, В. О. Рогожнева. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-9-25 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 9–25.

**Definition of the geological structure of deposits of Tyumen suite
based on the results of tectonic-sedimentary analysis of the eastern
part of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia**

Sergey R. Bembel*, Robert M. Bembel, Veronika O. Rogozhneva

Abstract. We present in this article results of an analysis of materials of a complex of geological and geophysical studies, including a description of the core data, facies' characteristics, tectonic features of the evolution of the territory, field development geophysical data. The initial materials for the research were the drilling data and the results of seismic surveys, as well as publications of geologists and geophysicists dealing with the problem of finding ways to increase the efficiency of the development of hard-to-recover reserves of Tyumen suite. The research area is confined to the eastern slope of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia, within which several oil fields of various sizes have been identified that are now being actively development.

Based on the work carried out on the group of layers of Tyumen suite, areas of distribution of lithofacies of fine-medium-grained and multi-grained sandstones within the forecast area of development of channels and cones of deltas and facies of channel valleys were identified, taking into account the structural factor and isopach maps. The transverse dimensions of the boundaries of the development of riverbed valleys with a very complex configuration range from 0.5 to 2.5 km. The predicted effective sandstone thicknesses of individual strata in areas with improved filtration and capacitive properties reach 12-14 m.

The analysis of the geological structure of the deposits of Tyumen suite will serve as an information basis for creating the molds of reliable geological model, based on which, with the help of digital modeling, an assessment of the prospects for further work on the object under study and the search for the necessary methods for its development will be

Keywords: geological structure, hydrocarbon deposits, 3D seismic survey, tectonic faults, facies model, hard-to-recover oil reserves

For citation: Bembel, S. R., Bembel, R. M., & Rogozhneva, V. O. (2022). Definition of the geological structure of deposits of Tyumen suite based on the results of tectonic-sedimentary analysis of the eastern part of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 9-25. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-9-25

Введение

Актуальность изучения отложений тюменской свиты восточной части Красноленинского свода обусловлена необходимостью исследования закономерностей геологического строения сложных объектов с целью дальнейшего поиска эффективных способов извлечения трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся углеводороды (УВ) рассматриваемого участка, что характерно для юрских отложений Западной Сибири [1–3]. Площадь распространения продуктивных отложений пластов ЮК2-5 тюменской свиты изучена по результатам глубокого бурения, большого количества геофизических исследований скважин, данных сейсморазведки 2D и 3D, подробных лабораторных исследований кернового материала. Однако вследствие сложного строения исследуемой территории и разреза тюменских отложений, а также распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) залежей УВ значительное количество вопросов в настоящее время остается актуальным. Отложения тюменской свиты служат основными нефтегазоносными объектами на большом количестве месторождений Западной Сибири, включая территорию Красноленинского свода [4–6]. Количество извлекаемых запасов нефти в отложениях тюменской свиты исчисляется десятками миллионов тонн, в связи с чем этот объект является весьма перспективным.

Решение проблем, обусловленных трудностями в извлечении запасов УВ, вызванных особенностями строения ловушек в юрских отложениях

тюменской свиты, напрямую связано с необходимостью всестороннего комплексного подхода к геологическому анализу объекта ЮК2-5. Проведение тщательного анализа геологического строения территории является фундаментом для выработки наиболее достоверной геологической модели, на основе которой возможны оценка перспектив дальнейшей разработки объекта и поиск соответствующих методов прогноза его строения и особенностей.

Повышение изученности продуктивных отложений, их детальный анализ являются опорой для открытия и применения новых, оригинальных, ныне востребованных методов прогноза и эксплуатации продуктивных объектов.

Объект и методы исследований

Объектом исследования являются отложения тюменской свиты средней юры, особенности их строения и распределения фильтрационно-емкостных свойств, определяющих продуктивность залежей УВ.

Исследуемая территория расположена на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, в геологическом плане относится к Красноленинскому нефтегазоносному району Красноленинской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции¹. Отложения осадочного чехла с размывом и угловым несогласием залегают на породах доюрского основания. Они представлены породами от юрских до четвертичных включительно. Стратиграфическая полнота разреза определяется рельефом фундамента.

Отложения среднеюрского комплекса на изучаемой территории представлены отложениями тюменской свиты, в разрезе которой выделяются пласты, индексируемые ЮК8-ЮК7 (нижняя подсвита), ЮК6-ЮК5 (средняя подсвита), ЮК4-ЮК2 (верхняя подсвита). Песчаные пласты не выдержаны по мощности и простиранию, характеризуются относительно низкими коллекторскими свойствами. Покрышкой для продуктивных отложений тюменской свиты служат глинистые отложения средней и нижней частей абалакской свиты.

В тектоническом плане территория расположена в пределах Рогожниковского вала и непосредственно примыкающего к валу с севера прогиба без названия, входящих в состав Красноленинского свода. Согласно данным грави- и магниторазведки, рассматриваемая площадь осложнена глубинными разломами, широко развитыми в районе исследований. Разрывные нарушения разграничивают крупные блоки фундамента и осложняют строение осадочного чехла. Исходя из структурной карты

¹ Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского округа: атлас / Сост. ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана». – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 146 с.

по отражающему горизонту (ОГ) Б (приуроченному на территории исследований к тутлеймской свите — аналогу баженовской свиты), на изучаемой территории выделяется серия куполов и локальных поднятий брахиантиклинальной формы.

Нефтеносность связана с отложениями верхне- и среднетюменской подсвиты (пласты ЮК2-3 и ЮК4-5). Геологические запасы группы пластов ЮК2-5 измеряются сотнями миллионов тонн нефти, однако при этом отмечается крайне низкая и изменчивая по площади продуктивность скважин.

Исходя из анализа результатов бурения, тюменская свита в районе исследований характеризуется большой изменчивостью толщин, вплоть до полного выпадения осадков свиты из разреза в наиболее возвышенных зонах. В то же время отложения достигают толщин до 350 м в зонах погружения. Таким образом, прослеживается увеличение общих толщин пласта ЮК2-5 с повышением глубины залегания фундамента [7, 8].

Основой для анализа отложений тюменской свиты послужили результаты бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин (опробование и динамика работы скважин), данные 2D- и 3D-сейсмо-разведочных работ, результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), результаты анализа описания и исследований кернового материала, а также опубликованные статьи об особенностях геологического строения, подсчета запасов и разработке трудноизвлекаемых запасов отложений тюменской свиты [2–6, 8–10].

Исследуемая территория покрыта площадными работами МОВ ОГТ 2D и 3D масштабов 1:100 000, 1:50 000. Для комплексной интерпретации сейсмических материалов и скважинных данных были использованы кривые ГИС по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам (около 200 скважин). На сейсмических временных разрезах прослежены отражающие горизонты, приуроченные к кровле пластов ЮК2-3, ЮК4 и ЮК5 (ОГ Т_{ЮК2-3}, ОГ Т_{ЮК4} и ОГ Т_{ЮК5}), построены структурные карты кровли продуктивных пластов, изохор и изопахит.

Характерными особенностями залежей нефти в отложениях тюменской свиты (пласты ЮК2-5) территории исследований являются высокая латеральная и вертикальная изменчивость, пониженные ФЕС коллекторов, в связи с чем их запасы нефти отнесены к категории трудноизвлекаемых [2–6, 12]. Низкие ФЕС продуктивных пластов, сложное строение ловушек обуславливают трудности в извлечении запасов УВ. Важным фактором, влияющим на эффективное освоение этих залежей, является создание достоверной геологической модели на основе изучения и анализа закономерностей строения сложных объектов тюменской свиты.

Исследование особенностей сложно построенных залежей тюменской свиты возможно посредством комплексного анализа отложений на основе совокупного изучения и корреляции разнородных данных. Детальный и многосторонний анализ свойств продуктивных зон базируется на сопоставлении имеющейся геолого-геофизической и промысловой инфор-

мации, является необходимым методом и обязательным условием формирования фундамента для дальнейшего моделирования сложно построенных залежей пластов ЮК2-5 с целью формирования представлений об условиях формирования продуктивных резервуаров тюменской свиты и актуализации данных для успешной разработки месторождений. Ключевой информацией для исследования послужили данные обработки и интерпретации сейморазведки, данные исследований кернового материала, результаты интерпретации геофизических исследований скважин.

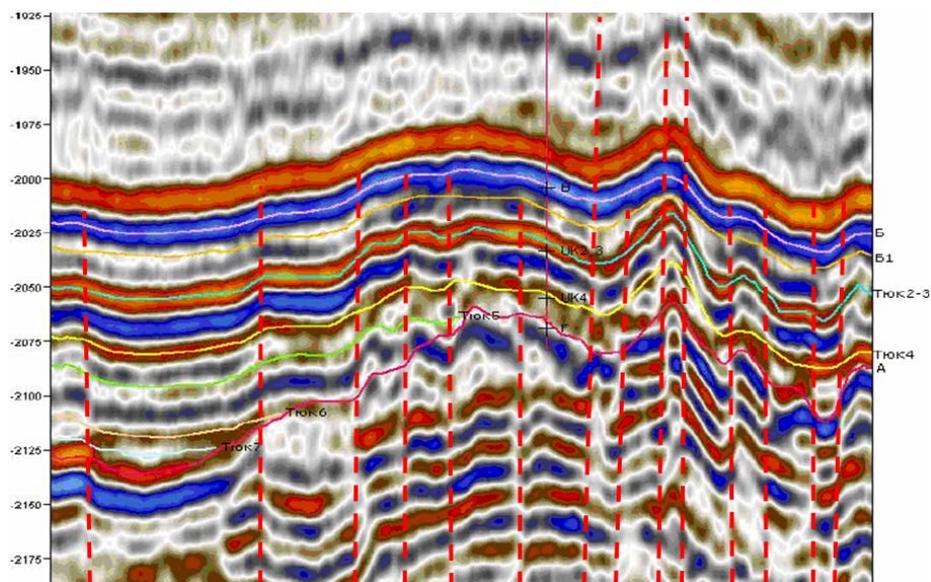


Рис. 1. Фрагмент временного разреза с корреляцией отражающих горизонтов в юрском интервале разреза (выявленные разрывные нарушения нанесены красным пунктиром)

Одним из главных факторов, оказавших влияние на формирование структурных форм и скоплений нефти и газа, являются зоны дезинтеграции горных пород. Вопросам влияния разломной тектоники на распределение УВ в осадочных толщах уделено большое внимание современных исследователей [1–3, 11–15]. Пример корреляции отражающих горизонтов в интервале юрских отложений и выделенных разрывных нарушений показан на рисунке 1.

Границей несогласного залегания юрских отложений и доюрского комплекса является отражающий горизонт А, который выделяется в волновом поле как динамически неустойчивое отражение с часто меняющейся интенсивностью амплитуды (см. рис. 1). К особенностям корреляции ОГ А на исследуемой территории можно отнести и скачки, прерывистость в местах выходов доюрских отложений. В этих случаях наблюдается облекание пластов и уменьшение динамической выразительности ОГ А (см. рис. 1).

Данные особенности прослеживания ОГ А свидетельствуют об очень сложном как литологическом, так и тектоническом строении пород фундамента и различных условиях их образования.

Основной информацией для анализа и создания геологической модели объекта ЮК2-5 в настоящее время являются данные глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, ГИС, детальной корреляции разрезов скважин, исследования керна, материалы интерпретации 3D-сейсморазведки [16] (рис. 2).

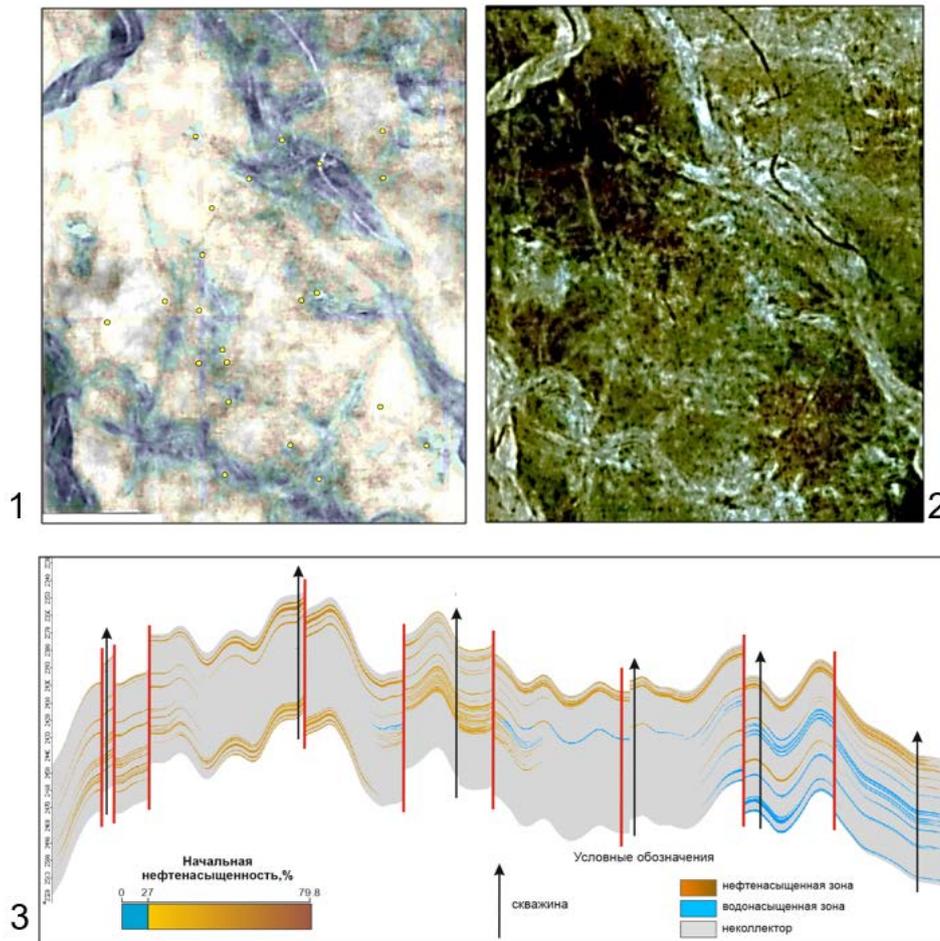


Рис. 2. Фрагменты карт амплитудного среза (1), спектральной декомпозиции (2) по материалам 3D-сейсморазведки и геологического разреза в интервале группы пластов ЮК2-5 (3) на одном из месторождений восточной части Красноленинского свода

Наиболее достоверный геологический анализ рассматриваемой территории опирается на результаты корреляции материалов геофизических исследований с данными изучения керна [10]. С целью создания наиболее полной и точной структурной основы для дальнейшей работы с комплек-

сом сейсмических и промыслово-геофизических данных корреляция по материалам ГИС проведена с привязкой данных керна в опорной сети поисково-разведочных и части эксплуатационных скважин.

Анализ кернового материала показал, что в процессе геологической истории структурный план претерпел кардинальные изменения. При тектонической активизации произошла инверсия источников сноса и зон аккумуляции [10]. Распределение фациальных типов продуктивных отложений объекта ЮК2-5 определялось палеорельефом. Каких-либо взаимосвязей между эффективными толщами продуктивных пластов и абсолютными отметками фундамента к настоящему времени не выявлено. Каждый фациальный комплекс характеризуется собственными особенностями распространения песчано-алевритовых прослоев и различиями их коллекторских свойств.

Отложения продуктивных пластов ЮК2-5 характеризуются сложным литологическим составом, представленным беспорядочным переслаиванием глинистых и песчано-алевритовых пород, часто встречаются прослои углей. При формировании рассматриваемых отложений континентальная обстановка аллювиальной равнины постепенно сменялась на подтапливаемую морем прибрежную равнину. В пластах ЮК2-3 наиболее выдержанные тела песчано-алевритового состава формировались в условиях прибрежно-морской равнины. В этой зоне происходила разгрузка обломочного материала, транспортируемого речными системами. Данные тела, сложенные породами-коллекторами, характеризуются площадным распространением и приурочены к сводовым частям локальных поднятий. Доля прибрежно-морских отложений достаточно мала, что вызвано эрозией аккумулярованных отложений вследствие морской трансгрессии. Наибольшие эффективные толщины пластов ЮК2-3 следует ожидать в дельтовых телах.

Нижележащие пласты ЮК4-5 формировались в континентальных обстановках в условиях аллювиальных систем. Максимальные толщины соответствуют прогибам между возвышенными структурными элементами, и, что закономерно для аллювиальных систем, описанные тела характеризуются удлиненной, извилистой формой. В отложениях пласта ЮК4 основные породы-коллекторы сформированы в русловых телах и распределительных каналах. В нижележащем пласте ЮК5 породы-коллекторы приурочены к сложно построенным телам руслового генезиса [7, 10].

Схематическая концептуальная модель формирования отложений горизонта ЮК4-5 и смена обстановок осадконакопления представлены на рисунке 3.

В целом по горизонтам тюменской свиты доля песчано-алевритовых пород составляет менее 20 %. Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются средне-, мелко- и средне-мелкозернистые песчаники с глинистым цементом. Такие породы имеют локальное распространение, сложное строение и в разрезе представлены в виде небольших прослоев мощностью от 0,5 до 3,0 м. Значения пористости рассматриваемых пород чаще варьируют в пределах от 14 до 18 %. Породы характеризуются

слабой проницаемостью $\sim (1-10) \cdot 10^{-3}$ мкм². Наибольшее латеральное и вертикальное распространение среди пород-коллекторов имеют еще менее проницаемые породы со значением коэффициента проницаемости $\sim (0,2-1) \cdot 10^{-3}$ мкм². Эти породы с низкими ФЕС составляют основную (более 80 %) массу всех песчано-алевритовых пород тюменской свиты. Средние значения открытой пористости в них варьируют в пределах 12–22 %.



Рис. 3. Схематическая концептуальная модель формирования отложений горизонта ЮК4-5

Экспериментальная часть

Задачей изучения объектов в отложениях тюменской свиты восточной части Красноленинского свода Западной Сибири является анализ геологического строения исследуемой территории с целью подготовки основы для цифрового геологического моделирования. Детальный комплексный анализ геологического строения и свойств продуктивных зон является обязательным условием создания адекватной геологической модели, которая, в свою очередь, может выступать весьма надежной основой для разработки залежей углеводородов тюменской свиты.

При изучении керн, на основе структурно-текстурных особенностей отобранного материала, являющихся следствием условий осадконакопления, был выделен ряд генетических типов отложений [10]. Породы тюменской свиты претерпели существенные вторичные преобразования, что привело к значительному преобладанию мелких, изолированных пор и низкой проницаемости [10]. Отложения тюменской свиты имеют сложный литологический состав, не выдержаны по площади и представлены неравномерным переслаиванием песчано-алевритовых линз и глинистых пород с прослоями углей.

Наибольшее распространение как по разрезу, так и по площади имеют коллекторы с пористостью 14–18 % и проницаемостью $0,2-1 \cdot 10^{-3}$ мкм². В целом по горизонтам тюменской свиты доля пород-коллекторов составляет менее 20 %. Основная масса песчано-алевритовых пород тюменской свиты (более 80 %) при значениях открытой пористости 12–22 % имеет низкие фильтрационные свойства — их проницаемость менее $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Породы тюменской свиты обладают пониженными ФЕС. Вниз по разрезу доля пород-коллекторов уменьшается, и их фильтрационные характеристики снижаются. Коллекторы тюменской свиты относятся к сложно построенным, запасы нефти — к трудноизвлекаемым.

Одновременно с этим в отдельных скважинах отмечены повышенные эффективные нефтенасыщенные толщины, связанные с развитием на территории локальных участков палеорусловых форм и отложений в интервалах пластов ЮК4 и ЮК5, ФЕС которых отличаются от основной массы пород тюменской свиты. Проведенный анализ результатов опробования и эксплуатации скважин позволяет отнести эти участки к наиболее продуктивным и выделить задачу их поиска и картирования в качестве основного направления дальнейших исследований [2, 3, 11].

При уточнении геологической модели за основу были взяты схемы распространения субобстановок в горизонтах ЮК2-3, ЮК4, ЮК5 и ЮК6, созданные на основе анализа керн, предложенные К. А. Костеневич и др. [10].

Основанием для дальнейшего прогноза распределения фаций по пластам группы ЮК2-5 является предпосылка, что лучшими ФЕС, часто характеризующимися именно участками повышенных мощностей распространения мелко-среднезернистых и разноезернистых песчаников, обладают отложения пластов ЮК, сформировавшиеся в наиболее активной гидродинамической обстановке. В континентальных условиях — это фации русел, дельт, конусов выноса, в переходных (прибрежно-континентальных) условиях — фации русловых и дельтовых песчаников.

К изучению геологических особенностей отложений с различным генезисом эффективно использование так называемого тектоно-седиментационного подхода [17, 18], в основе которого заложен комплекс фациального и тектоно-структурного анализа. Для решения задач уточнения сложного геологического строения интервалов разреза, представленного полифациальными условиями осадконакопления, необходимо исследование причинно-следственных связей между фациальными и тектоническими условиями формирования представляющих залежи геологических тел.

Пласт ЮК2-3. Согласно выполненным на сегодняшний день исследованиям и обобщениям описания керн по пласту ЮК2-3 наиболее продуктивной является область, связанная с зоной развития каналов дельт и конусов выноса дельт [10]. Для дополнительного обоснования прогноза распределения ФЕС коллекторов пласта ЮК2-3 привлечен анализ результатов интерпретации геофизических исследований по скважинам, которые

характеризуются повышенными мощностями коллектора и снижением расчлененности разреза.

По результатам этих обобщений для геологической модели в качестве тренда распространения литотипов мелко-среднезернистых и разнотипных песчаников выделена область с предполагаемым развитием фации каналов дельт и конусов выноса субдельт.

Геометризация тренда, кроме данных по керну пробуренных скважин, выполнена с учетом карт изохор между ОГ $T_{ЮК2-3}$ и $T_{ЮК4}$. Повышенные мощности карты изохор и, соответственно, изопахит толщи между кровлями пластов ЮК2-3 и ЮК4 имеют вытянутые по площади формы, оцениваемые по прогнозу как участки развития каналов и конусов выноса дельт. Поперечные размеры границ русловых каналов составляют от 2 до 4 км, их протяженность в пределах площади исследований достигает в сумме до 50 км. Прогнозируемые эффективные толщины песчаников пласта ЮК2-3 с учетом фактических данных по скважинам, вскрывшим эти участки с улучшенными ФЕС, составляют от 4 до 10–12 м.

Вся остальная площадь отнесена к литотипу, представленному мелкозернистым алевритистым песчаником. При сопоставлении участков с улучшенными ФЕС по пласту ЮК2-3 со структурным планом надо отметить, что все они приурочены к поднятиям и ближайшим склонам поднятий.

Пласт ЮК4. Наиболее продуктивной частью пласта ЮК4 является область, связанная с развитием русловых долин [10].

Для геометризации участков с улучшенными фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов пласта ЮК4 привлечены материалы расчетов распределения наименее глинистого песчаного коллектора по РИГИС. Это позволило выделить отдельные участки повышенных мощностей литотипов мелко-среднезернистых и разнотипных песчаников, которые, вероятно, связаны с фациями русловых долин и переслаивания русловых и пойменных отложений.

По результатам этих обобщений для геологической модели в качестве тренда распространения литотипов мелко-среднезернистых и разнотипных песчаников выделена область с предполагаемым развитием фации русловых долин; выделена область с низкими ФЕС — с распространением мелкозернистых алевритистых песчаников. Выделение участков развития фации русловых долин по пласту ЮК4 выполнено с учетом структурного фактора, карт изопахит толщи ОГ $T_{ЮК4}$ — ОГ А.

Прогнозная схема распределения эффективных толщин коллекторов пласта ЮК4 приведена на рисунке 4. Поперечные размеры границ развития русловых долин, имеющих очень сложную конфигурацию (в соответствии с формами палеорельефа исследуемой территории), составляют от 0,5 до 2,5 км. Прогнозируемые эффективные толщины песчаников пласта ЮК4 с учетом фактических данных по скважинам, вскрывшим эти участки с улучшенными ФЕС, составляют от 4 до 12–14 м.

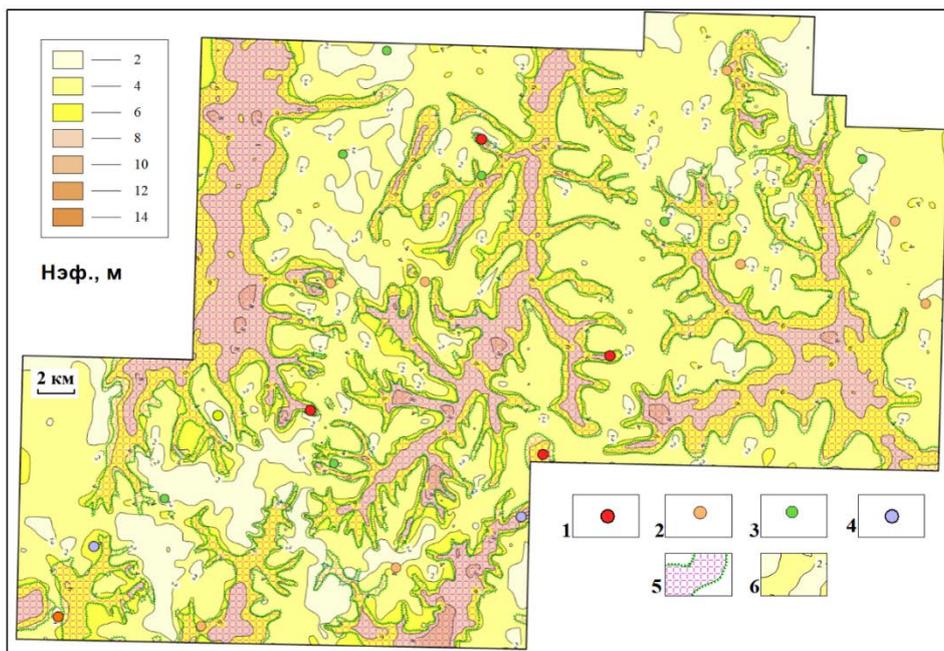


Рис. 4. Прогноз распределения эффективных толщин коллекторов пласта ЮК4:
 1 — местоположение скважин, с наличием в разрезе пачки русловых песчаников;
 2 — местоположение скважин, с наличием в разрезе переслаивания русловых и пойменных отложений; 3 — местоположение скважин, с преобладанием в разрезе пойменных отложений; 4 — местоположение скважин, с наличием в разрезе пачки русловых песчаников; 5 — прогнозные границы развития русловых долин;
 6 — изопакеты эффективной толщины пласта ЮК4, м

Все участки приурочены к наиболее «ярким» врезам на склонах поднятий, по которым происходил наиболее вероятный снос осадочного материала в сторону погруженных частей площади. Подтверждением служит РИГИС по нескольким скважинам, расположенным именно в таких участках. Очевидно, что наиболее продуктивные участки расположены в ближайших окрестностях от сводовых частей поднятий в пределах склоновых частей структур. О перспективах наиболее погруженных частей межструктурных депрессий судить пока трудно, так как в эти области не пробурено ни одной скважины.

По пласту ЮК5 наиболее продуктивной является область, как и по пласту ЮК4 связанная с развитием русловых долин [10]. Наиболее продуктивные участки расположены в ближайших окрестностях от сводовых частей поднятий в пределах склоновых частей структур. Перспективы погруженных частей межструктурных депрессий в настоящее время неясны ввиду отсутствия скважин в этих областях.

Результаты и обсуждение

Породы тюменской свиты в общем, и в особенности верхних ее горизонтов, характеризуются низкими ФЕС. Доля пород-коллекторов

уменьшается вниз по разрезу, фильтрационно-емкостные свойства ухудшаются. Вследствие сложного строения пластов и пониженных фильтрационно-емкостных характеристик запасы нефти объекта ЮК2-5 относятся к трудноизвлекаемым.

С целью подготовки информационной основы для дальнейшего построения и актуализации цифровой модели был проведен детальный анализ геологического строения отложений объекта ЮК2-5 тюменской свиты восточной части Красноленинского свода. Геологический анализ исследуемого района выполнен на основе сопоставления и увязки данных кернового материала, геофизических исследований территории и скважинных данных.

По результатам выполненных работ уточнено геологическое строение отдельных пластов тюменской свиты, составляющих продуктивный объект ЮК2-5, составлены фациальные модели и прогнозные карты распределения эффективных толщин пластов ЮК2-3, ЮК4 и ЮК5, карты распределения их ФЕС. Комплексный анализ, увязывающий разнородные типы данных, полученных при изучении территории на разных стадиях геологоразведочных работ, является надежным методом исследования, позволяющим выделять и логически устранять возможные противоречия, а в случае невозможности их моментального разрешения подготавливать основу для постановки и дальнейшего решения геолого-поисковых, разведочных и промысловых задач.

Палеогеографические условия формирования отложений изучаемого объекта обусловили значительную горизонтальную и вертикальную неоднородность строения и особенности фильтрационно-емкостных свойств песчано-алевритовых пород, выступающих на рассматриваемой территории коллекторами. Основную роль в формировании структурных форм и скоплений нефти и газа играет разломная тектоника. Ввиду существования комплекса факторов, оказывающих влияние на формирование особенностей строения и разработки залежей УВ, необходимо выполнение многостороннего геологического анализа по оценке этого воздействия на характеристики продуктивности и динамику разработки таких залежей. Анализ подкреплялся данными, полученными при корреляции материалов геофизических исследований скважин, увязке и сопоставлении со всем объемом информации сейсмических исследований, с опорой на исследования кернового материала.

Проведенный анализ геологического строения залежей тюменской свиты послужит информационной базой для составления основы наиболее надежной и достоверной геологической модели, на основе которой будут доступны оценка перспектив дальнейшей работы над исследуемым объектом и поиск необходимых методов для его разработки.

Выводы

Особенности геологического строения залежей нефти в отложениях тюменской свиты в районе исследований связаны со сложным распределе-

нием и геометрией пластов и линз коллекторов, их фильтрационно-емкостных свойств как в разрезе, так и в латеральном отношении. Источником седиментации на ближайших окрестностях склоновых частей локальных поднятий и впадин фундамента, несомненно, являются тектонические процессы, определившие морфологический облик кровли доюрского комплекса и последующее строение осадочного чехла, включая среднеюрский комплекс, к которому относятся продуктивные пласты тюменской свиты.

Одним из важных этапов работ по уточнению геологического строения территории является палеотектонический анализ с выделением элементов локальных тектоно-динамических воздействий при формировании и распределении осадков, заполнявших палеосклоновые и депрессионные формы рельефа. Подобные локальные тектоно-активные участки служат не только причиной формирования в их окрестности коллекторов с улучшенными ФЕС, но и формируют зоны с повышенной трещиноватостью в продуктивных пластах группы ЮК2-5.

Таким образом, детальный анализ данных сейсморазведки и атрибутов волнового поля в комплексе с палеоструктурными построениями, керновыми исследованиями, ГИС и опробованием скважин служит основой повышения точности прогноза особенностей геологического строения тюменских отложений, уточнения местоположения продуктивных залежей УВ и дальнейшей эффективности их разработки.

Формирование пластов тюменской свиты на исследуемой территории происходило в различных условиях — от континентальных до прибрежно-морских. В связи с этим вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов продуктивных пластов группы ЮК2-5 [2, 5] требует избирательного подхода с учетом составляющих объект разработки отдельных пластов с индивидуальными особенностями и характером распределения ФЕС. Проблема повышения эффективности извлечения запасов нефти из сложно построенных отложений объекта ЮК2-5 тюменской свиты остается актуальной. Запасы нефти изучаемого объекта измеряются сотнями миллионов тонн, поэтому поиск надежных методов их разведки и разработки в настоящее время является одной из важных задач геологоразведки с целью обеспечения высокого потенциала нефтяной отрасли Российской Федерации.

Список источников

1. Бембель, Р. М. Геологические модели и основы разведки и разработки месторождений нефти и газа Западной Сибири : монография / Р. М. Бембель, С. Р. Бембель ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2022. – 220 с. – Текст : непосредственный.

2. Геологическая модель и обоснование оптимального размещения скважин на объектах тюменской свиты западной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры / С. Р. Бембель, Р. В. Авершин, Р. М. Бембель, В. И. Кислу-

хин. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-6-8-24. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 6. – С. 8–24.

3. Бембель, С. Р. Геологические модели залежей нефти тюменской свиты в западной части ХМАО — Югры / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа. Проблемы, исследования и инновации : материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 24–25.

4. Кузьмин, Ю. А. Характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Ханты-Мансийского автономного округа — Югры по критериям Минэнерго / Ю. А. Кузьмин, С. А. Филатов. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя ХМАО. – 2012. – № 25. – С. 25–33.

5. Шпильман, А. В. Перспективы освоения ТРИЗ в ХМАО-ЮГРЕ / А. В. Шпильман, К. В. Коровин, М. П. Савранская. – Текст : непосредственный // НЕФТЬГАЗТЭК : материалы 6 Тюменского международного инновационного форума / Правительство Тюменской области, Комитет по инновациям Тюменской области. – Салехард : Печатник, 2015. – С. 461–464.

6. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения : монография / И. В. Шпуров, А. Д. Писарницкий, И. П. Пуртова, А. И. Вариченко ; Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики. – Тюмень : ЗапСибНИИГГ, 2012. – 256 с. – Текст : непосредственный.

7. Гаврилова, Е. Н. Закономерности распространения коллекторов в отложениях тюменской свиты на западе Широкого Приобья / Е. Н. Гаврилова, В. С. Славкин, Т. Е. Ермолова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 52–60.

8. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности среднеюрских отложений северных районов территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» в Широтном Приобье / Г. А. Куриленкова, И. Ш. Усманов, Ю. М. Меленюк, И. В. Шакирова. – Текст : непосредственный // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона : сборник научных трудов «СургутНИПИнефть». – Вып. 12. – Москва : Нефтяное хозяйство, 2012. – С. 3–11.

9. Влияние литологических особенностей пород на процессы разведки и разработки юрских отложений Широкого Приобья / И. М. Кос, Е. П. Кропотова, Т. А. Коровина [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 2. – С. 70–73.

10. Костеневич, К. А. Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты Краснотенского свода / К. А. Костеневич, О. И. Беловус, С. А. Слюнкина. – Текст : непосредственный // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге : труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, Томск, 10–12 апреля 2017 г. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 84–90.

11. Бембель, С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири : монография / С. Р. Бембель. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. – 226 с. – Текст : непосредственный.

12. Бембель, С. Р. О пространственных свойствах субвертикальных зон деформации и характере распределения залежей углеводородов / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 38–41.
13. Бембель, С. Р. Особенности проявления современной локальной геодинамики в западной части ХМАО — Югра / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 8–12.
14. Гилязова, С. М. О влиянии тектоники на формирование Рогожниковского месторождения / С. М. Гилязова, А. В. Сиднев. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2009. – № 10. – С. 47–49.
15. Муслимов, Р. Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов / Р. Х. Муслимов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 24–29.
16. Бембель, С. Р. Современные технологии нефтяной сейсморазведки при поиске и прогнозе продуктивности залежей нефти и газа в Западной Сибири / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы международной научно-практической конференции. – Тюмень : ТИУ, 2019. – С. 6–9.
17. Строение и эволюция древних и современных тектоно-седиментационных систем / Н. П. Чамов, С. Ю. Соколов, Р. Г. Гарецкий, И. С. Патица. – DOI 10.31857/S0016-853X2019342-60. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 42–60.
18. Милей, Е. С. Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-21-35. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 21–35.

References

1. Bembel, R. M. (2022). Geologicheskie modeli i osnovy razvedki i razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 220 p. (In Russian).
2. Bembel, S. R., Avershin, R. V., Bembel, R. M., & Kislukhin, V. I. (2020). Geological model and optimal well placement substantiation at the western part Tyumen suite layers of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra. Oil and Gas Studies, (6), pp. 8-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-8-24
3. Bembel, S. R. (2019). Geologicheskie modeli zalezhey nefiti tyumenskoy svity v zapadnoy chasti KhMAO — Yugry. Trudnoizvlekaemye zapasy nefiti i gaza. Problemy, issledovaniya i innovatsii: materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 24-25. (In Russian).
4. Kuzmin, Yu. A., & Filatov, S. A. (2012). Kharakteristika trudnoizvlekaemykh zapasov nefiti mestorozhdeniy Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga — Yugry po kriteriyam Minenergo. Vestnik nedropol'zovatelya KhMAO, (25), pp. 25-33. (In Russian).
5. Shpilman, A. V., Korovin, K. V., & Savranskaya, M. P. (2015). Perspektivy osvoeniya TRIZ v KhMAO-YUGRE: materialy 6 Tyumenskogo mezhdunarodnogo innovatsionnogo foruma. Salekhard, Pechatnik Publ., pp. 461-464. (In Russian).

6. Shpurov, I. V., Pisarnitskiy, A. D., Purtova, I. P., & Varichenko, A. I. (2012). Trudnoizvlekaemye zapasy nefti Rossiyskoy Federatsii. Struktura, sostoyanie, perspektivy osvoeniya. Tyumen, ZapSibNIIGG Publ., 256 p. (In Russian).
7. Gavrilova, E. N., Slavkin, V. S., & Ermolova T. E. (2010). Reservoir distribution regularities in Tyumen suite deposits on the west of Latitudinal Priobie. Oil and gas geology, (3), pp. 52-60. (In Russian).
8. Kurilenkova, G. A., Usmanov, I. Sh., Melenyuk, Yu. M., & Shakirova, I. V. (2012). Osobennosti geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftenosnosti sredneyurskikh otlozheniy severnykh rayonov territorii deyatel'nosti OAO "Surgutneftegaz" v Shirotnom Priob'e. Voprosy geologii, bureniya i razrabotki neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy Surgutskogo regiona: sbornik nauchnykh trudov "SurgutNIPIneft". Vyp. 12. Moscow, Neftyanoe khozyaystvo Publ., pp. 3-11. (In Russian).
9. Kos, I. M., Kropotova, E. P., Korovina, T. A., Romanov, E. A., & Fedortsov, I. V. (2004). Influence of lithology rock properties on the exploration and development processes in the Wide Ob' area. Oil Industry, (2), pp. 70-73. (In Russian).
10. Kostenevich, K. A., Belous, O. I., & Slyunkina, S. A. (2017). Vliyanie usloviy formirovaniya i postsedimentatsionnykh protsessov preobrazovaniya otlozheniy na strukturu pustotnogo prostranstva i fil'tratsionno-emkostnye svoystva porod-kollektorov produktivnogo gorizonta tyumenskoy svity Krasnoleninskogo svoda. Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: trudy III Vserossiyskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya, Tomsk, April, 10-12, 2017. Tomsk, TSPPS ND Publ., pp. 84-90. (In Russian).
11. Bembel, S. R. Geologiya i kartirovanie osobennostey stroeniya mestorozhdeniy nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 226 p. (In Russian).
12. Bembel, S. R. (2010). On the issue of spatial properties of destruction subvertical zones and the structure of hydrocarbons deposits distribution. Oil Industry, (4), pp. 38-41. (In Russian).
13. Bembel, S. R. (2010). Manifestation features of present local geodynamics in the western part of KhMAO-Yugra, their relation with zones of oil and gas accumulation. Oil and gas geology, (4), pp. 8-12. (In Russian).
14. Gilyazova, S. M., & Sidnev, A. V. (2009). O vliyanii tektoniki na formirovanie Rogozhnikovskogo mestorozhdeniya. Advances in current natural sciences, (10), pp. 47-49. (In Russian).
15. Muslimov, R. Kh. (2007). Determinative role of sedimentary basin substructure in formation, a constant inflow (renewal) of hydrocarbons deposits. Oil Industry, (3), pp. 24-29. (In Russian).
16. Bembel, S. R. (2019). Sovremennye tekhnologii neftyanoy seysmorazvedki pri poiske i prognoze produktivnosti zalezhey nefti i gaza v Zapadnoy Sibiri. Sovremennye tekhnologii neftegazovoy geofiziki: materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 6-9. (In Russian).
17. Chamov, N. P., Sokolov, S. Y., Patina, I. S., & Garetskii, R. G. (2019). Structure and evolution of ancient and modern tectonic-sedimentary systems. Geotectonics, 53(3), pp. 337-355. (In English). DOI: 10.1134/S0016852119030038
18. Milei, E. S., & Bembel, S. R. (2020) Tectonic-sedimentary approach as a basis to study thinly bedded reservoirs with complex geological structure. Oil and Gas Studies, (4), pp. 21-35 (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-21-35

Информация об авторах

Бембель Сергей Робертович,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, *bembel_gsr@mail.ru*

Бембель Роберт Михайлович,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рогожнева Вероника Олеговна,
аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Sergey R. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, *bembel_gsr@mail.ru*

Robert M. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Veronika O. Rogozhneva, Post-graduate at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 07.10.2022; одобрена после рецензирования 24.10.2022; принята к публикации 28.10.2022.

The article was submitted 07.10.2022; approved after reviewing 24.10.2022; accepted for publication 28.10.2022.

УДК 553.981.2

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-26-40

Моделирование переходной зоны сеноманской газовой залежи

Ю. В. Ваганов, А. А. Ширяев, В. О. Науменко*

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*naumenkovo@tyuiu.ru

Аннотация. Добыча низконапорного газа является одной из важнейших задач при разработке газовых месторождений. Для оценки запасов ранее не вовлеченных в разработку пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами необходимо проанализировать всю имеющуюся геолого-геофизическую информацию для последующего создания трехмерной геологической модели. Далее на ее основе будет построена фильтрационная модель, которая позволит рассчитать дебиты как фактически пробуренных, так и проектных скважин на весь период разработки. Представленная модель построена в условиях малого объема фактической информации, но результаты моделирования достаточно полно отражают как наличие зоны слабонасыщенной части залежи сеноманского газа, так и структурно-петрофизические особенности пласта рассматриваемого района. Результатом проведенных исследований являются трехмерная геологическая модель и посчитанные запасы низконапорного газа Ямбургского месторождения. Приведенные расчеты являются корректными и не противоречат Регламенту по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00).

Ключевые слова: сеноманская залежь, переходная зона газа, геологическое 3D-моделирование, низконапорный газ

Для цитирования: Ваганов, Ю. В. Моделирование переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю. В. Ваганов, А. А. Ширяев, В. О. Науменко. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-26-40 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 26–40.

Modeling the transition zone of the Cenomanian gas reservoir

Yuriy V. Vaganov, Artyom A. Shiryaev, Vitaliya O. Naumenko*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*naumenkovo@tyuiu.ru

Abstract. Low-pressure gas production is one of the most important tasks in gas field development. To estimate the reserves of previously uninvolved reservoirs with low reservoir properties, it is necessary to analyze available geological and geophysical information for the subsequent creation of a three-dimensional geological model. Based on this model, a filtration model will be built, which allow calculating the flow rates of both actually drilled and designed wells for the entire development period. The model is built on the basis of small amount of information content, but the modeling results sufficiently reflect the presence of a zone of poorly saturated part of the Cenomanian gas reservoir, and structural and petrophysical features of the reservoir in the territo-

ry. As a result of the conducted research, the low pressure gas reserves at the Yamburgskoye field were calculated. The calculations, which are given in the article, are correct and don't contradict the Regulations on the creation of permanent geological and technological models of oil and gas and oil fields (RD 153-39.0-047-00).

Keywords: Cenomanian reservoir, gas transition zone, 3D geological modeling, low pressure gas

For citation: Vaganov, Yu. V., Shiryaev, A. A., & Naumenko, V. O. (2022). Modeling the transition zone of the Cenomanian gas reservoir. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 26-40. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-26-40

Введение

Основным газоносным комплексом Западной Сибири является сеноманская толща [1]. Промышленная эксплуатация сеноманских газовых залежей крупнейших месторождений севера Западной Сибири была начата в 70-х годах прошлого века. В настоящее время их разработка вступила в стадию падающей добычи в связи с падением пластовых давлений [2, 3]. Поэтому приоритетным направлением научно-технического прогресса в области газодобычи является создание и освоение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов [4] как на месторождениях с истощенной ресурсной базой, так и на новых объектах, характеризующихся запасами низконапорного газа [5]. Однако опыт добычи газа из низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых залежей в промышленных масштабах в России отсутствует [6].

По данным работ [7, 8], объем низконапорного газа на Ябургском месторождении составляет $\approx 206,5$ млрд м^3 при остаточных запасах (при коэффициенте извлечения газа = 0,85) 589,95 млрд м^3 . Поэтому для пополнения ресурсной базы по газообразным углеводородам важна разработка рентабельного способа добычи низконапорного газа [9]. Некоторые авторы [10] считают, что на данный момент разработки методики добычи и переработки низконапорного газа довольно далеко продвинулись, так что термин «низконапорный газ» характеризует доступность продукта не только со стороны добычи, но также и со стороны возможности доставки его потребителю или в магистральный газопровод. Также уже проводились исследования и предлагались решения для повышения выработки запасов низконапорного газа [10–12].

По оценке [7], наиболее выработанными из разрабатываемых сеноманских залежей крупных газовых месторождений Западной Сибири в настоящее время являются Вынгапуровское, Медвежье, Ябургское и Уренгойское месторождения. Их разработка сопровождается снижением пластового давления, подъемом газоводяного контакта (ГВК) и обводнением призабойной зоны скважин конденсационной и пластовой водой. Объектом исследований в нашей статье является сеноманская газовая залежь в пределах Ябургского месторождения. Принятая модель строения сено-

манского продуктивного комплекса предполагает, что изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта (повышение) происходит по разрезу сверху вниз до контура ГВК. По ряду месторождений, ниже принятого ГВК, установлено наличие слабонасыщенной газом зоны или насыщенной окклюдируемым газом [3, 13, 14]. Данную зону рассматривают как «переходную зону» [15]. Высота данной зоны может достигать 40 м и зависит от геологических особенностей строения залежи [16].

Наличие «переходной зоны» отмечалось на многих залежах сеномана. Так, например, при подсчете запасов газа сеномана Ямбургского месторождения были выделены два контакта — ГВК1 и ГВК2 [1].

Важнейшими сферами применения геологического и фильтрационного моделирования являются уточнение строения и свойств пластов [6] с целью не только подсчета запасов, но и для объективного проведения капитального ремонта скважин и других работ по поддержанию режима работы скважин. Рядом специалистов уже производилось построение 3D-моделей сеноманских залежей [17]. Авторы работы [14] на примере Уренгойского месторождения предлагают выделять залежи с разной насыщенностью в самостоятельные объекты подсчета запасов для уменьшения погрешности.

В данной работе приведены методика построения модели, основанной на ней подсчет запасов и трехмерная геологическая модель сеноманской залежи Ямбургского месторождения, которая в дальнейшем станет основой фильтрационной модели для целей проектирования добычи низконапорного газа.

Объект и методы исследования

Трехмерная геологическая модель построена в программном продукте Petrel 2017.1 по данным подсчета запасов, выполненного в 1983 году (проектный документ). Основным источником априорной информации послужили табличные значения, приведенные в вышеупомянутом документе, а также графические приложения. На основании анализа этих данных выявлены некоторые структурно-литологические невязки, устраненные в процессе моделирования газовой залежи. В геологическую модель включены Ямбургская площадь, охарактеризованная бурением 63 скважин, и Харвутинская площадь, охарактеризованная бурением 7 скважин.

На начальном этапе сбора и анализа геолого-геофизической информации определены местоположение пробуренных скважин и также границы газовой залежи — внешний контур газоносности. Координаты условно расставлены в двумерном пространстве, согласно данным, отраженным на структурной карте и карте кровли коллектора по расстояниям между скважинами и углом между условными линиями в межскважинном пространстве, аналогично методу треугольников, применяемому при построении карт изохор (рис. 1).

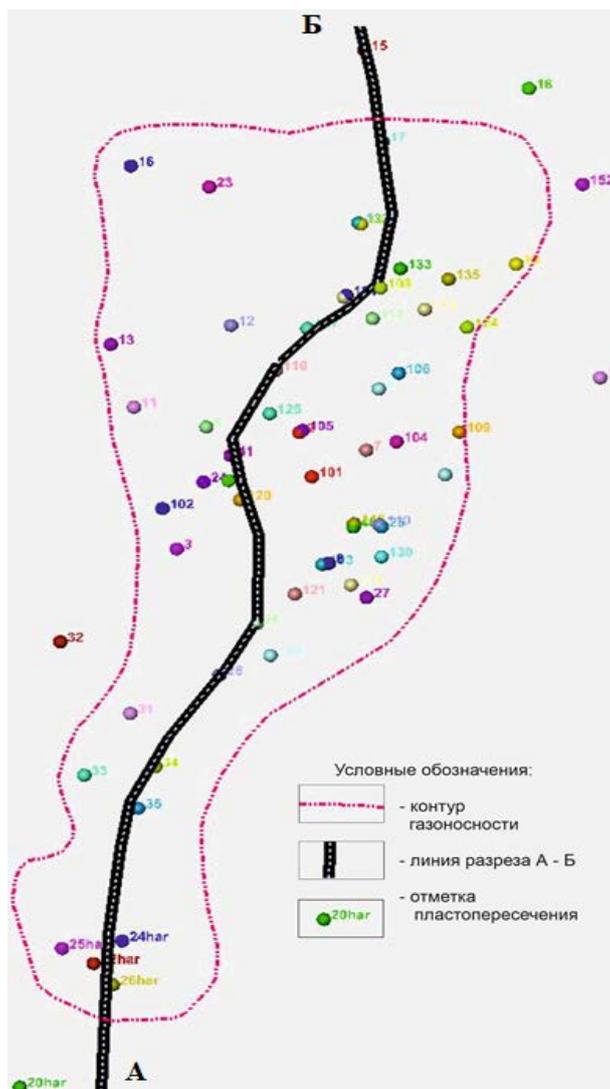


Рис. 1. Контур газоносности и скважины, пробуренные до 1983 года

Результаты и обсуждение

Далее установлена разность в определении вскрытия кровли стратиграфии сеномана по данным из подсчета запасов. За основу взяты стратиграфические разбивки по скважинам, вскрывшим не только сеноман, но и нижележащие пласты. Часть скважин вскрыла лишь часть сеноманской толщи, поэтому была исключена из структурных построений в части моделирования подошвы стратиграфии. При построении основы для структурного каркаса выявлены скважины, вскрывшие подошву сеномана, и построена карта подошвы стратиграфии. В зоне неопределенности, а также в районе скважин, не вскрывших подошвенную часть моделируемого пласта, поверхность подошвы стратиграфии отстроена методом Convergent interpolation. Все построения произведены в модуле Make Surface. Таким

образом, при построении карты кровли стратиграфии сеноманской залежи учтены 61 скважина Ямбургской и 6 скважин Харвутинской площадей. В структурных построениях не участвовали скважины 132, 143, 23 по причине отсутствия данных о глубине и абсолютной отметке вскрытия сеномана.

Проверка структурных построений производилась через карту общих толщин, также построенную по табличным данным. Согласно данным, приведенным в рассматриваемом документе, 31 скважина Ямбургской и 5 скважин Харвутинской площадей могут быть использованы для выполнения этой задачи (рис. 2, 3).

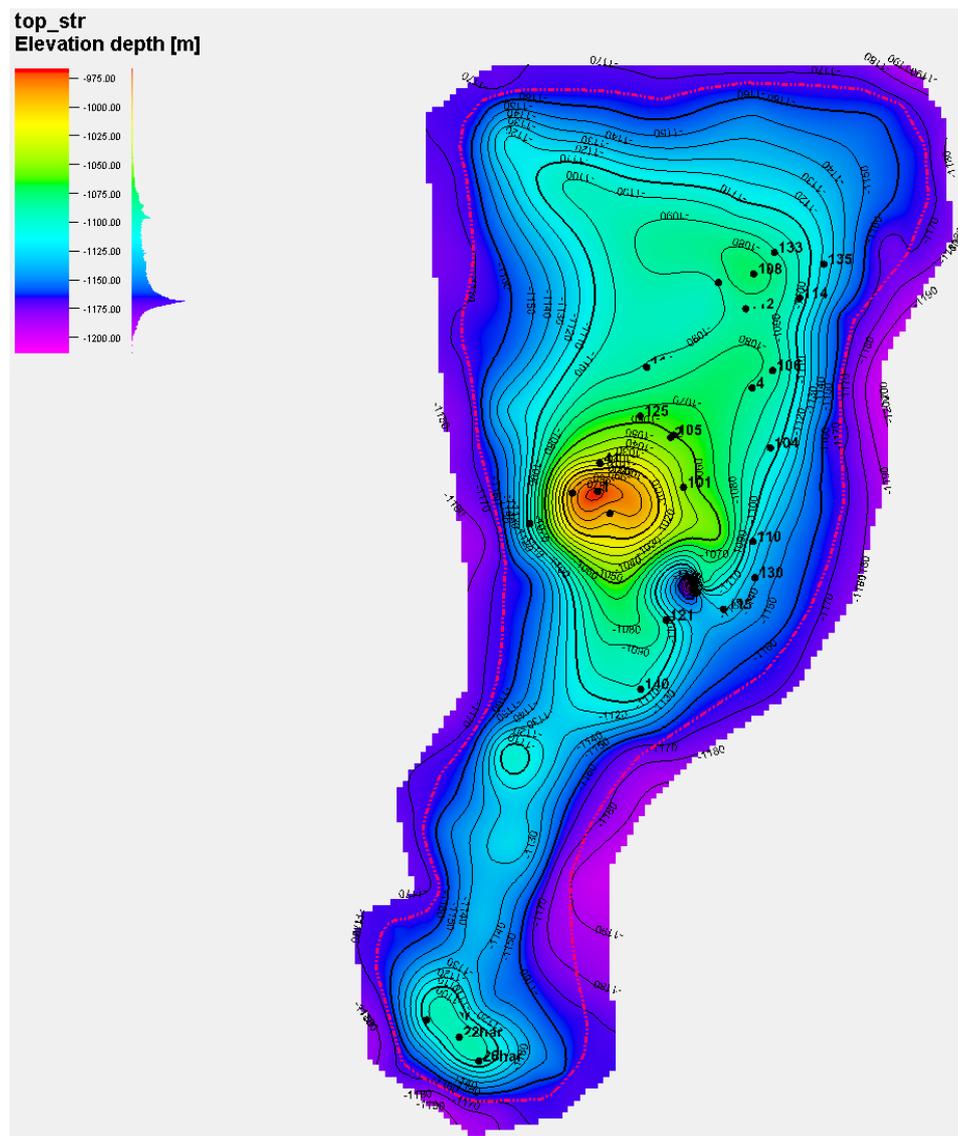


Рис. 2. Карта кровли стратиграфии сеномана

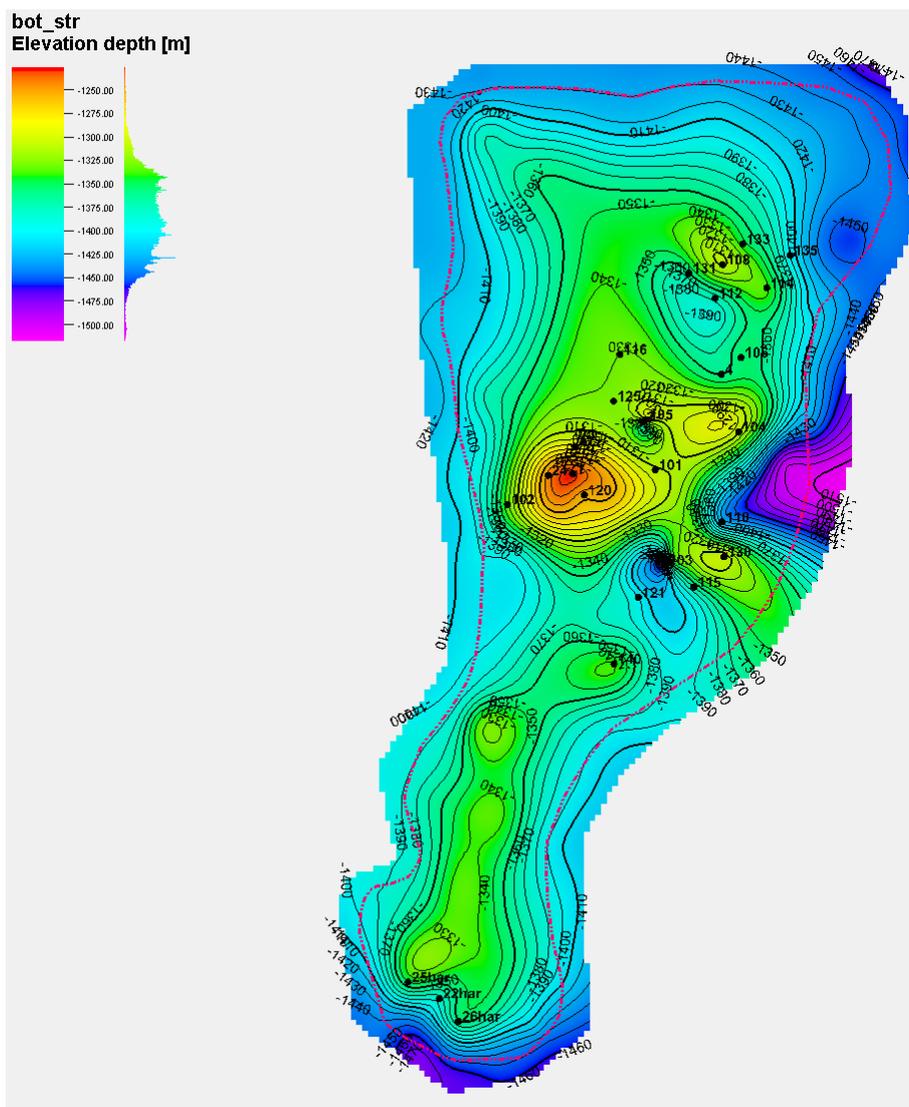


Рис. 3. Карта подошвы стратиграфии сеномана

Согласно имеющемуся графическому материалу, известно, что внутри газовой залежи отсутствуют зоны, где водоносный горизонт перекрывал бы кровлю стратиграфии, а значит, не должно быть зон, где карта коэффициента газоносности внутри внешнего контура газоносности имела бы нулевые значения. В условиях недостатка информации подошва стратиграфии, как говорилось ранее, отстроена конформно кровле стратиграфии, с последующей корректировкой с учетом положения газоводяного контакта таким образом, чтобы абсолютная отметка контактов по каждой скважине и в зоне неопределенности не оказалась ниже положения стратиграфической кровли сеномана. Соответственно, поверхности контактов не должны быть выше по абсолютной отметке подошвы стратиграфии сеноманской

толщи. Для осуществления этой задачи предварительно отстроены поверхности, отделяющие зону предельной насыщенности от зоны низконапорного газа (далее — ГВК1) и зону низконапорного газа от водонасыщенной части пласта (далее — ГВК2). Следует отметить, что по данным из таблицы определения границ зон предельно и слабогазонасыщенной частей залежи среднее значение, рассчитанное в MS Excel, равняется 11,9 м, однако, забегая вперед, необходимо добавить, что средневзвешенное значение толщины слабогазонасыщенной зоны, рассчитанное не просто путем вычитания отметки подошвы предельно газонасыщенной зоны из подошвы слабогазонасыщенной зоны, а полученное по данным статистики с карт контактов, равняется 8,7 м, при указанных 9,55 м в подсчете запасов. Моделирование структурного каркаса выполнено в модуле Structure Modeling при помощи инструмента Horizon. По результатам проведения анализа информации для построения структурных поверхностей создан массив данных, используемый при формировании стратиграфических разбивок, который впоследствии дополнен иными исходными данными для построения модели.

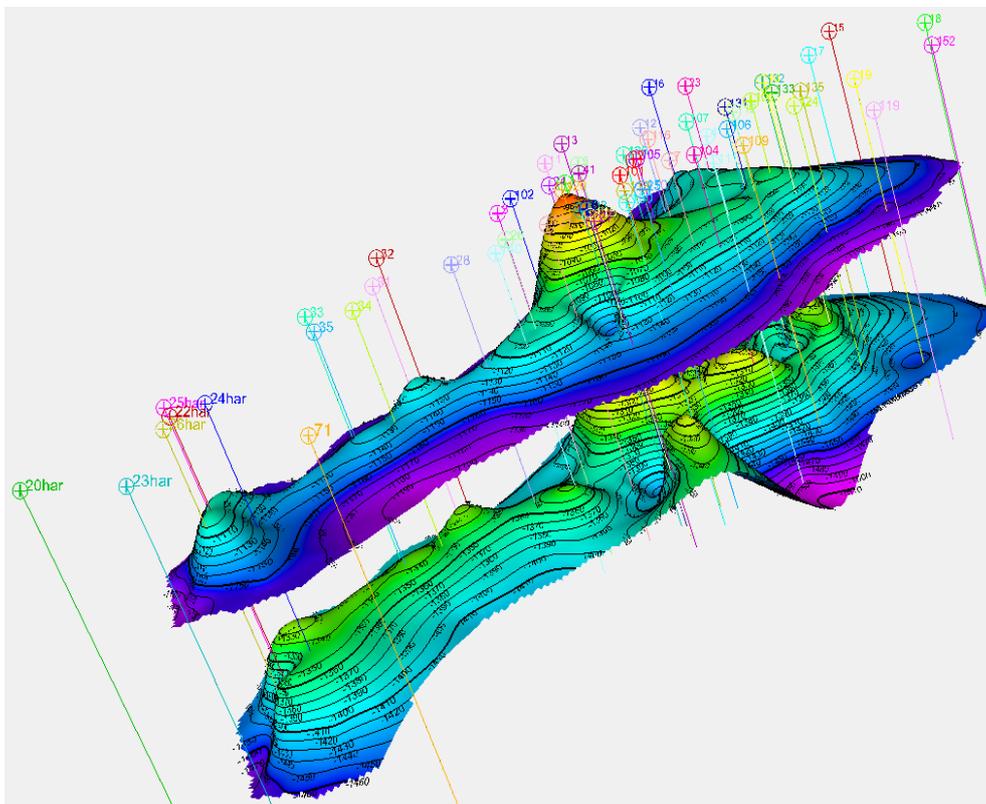


Рис. 4. Структурный каркас из трехмерной геологической модели

Для построения структурного каркаса необходимо определить границы залежи. По данным карты кровли коллектора из подсчета запасов,

где отражена граница газовой залежи, ранее отрисован внешний контур газоносности; граница моделирования проведена в 2 км от залежи с целью уменьшения количества ячеек в модели для ускорения расчетов (при очередной итерации удалость минимизировать их количество до 11 425 625). В модуле Structure Modeling создан Grid в ранее созданных границах, в основе которого лежат построенные карты кровли и подошвы стратиграфии, подсаженные на стратиграфические разбивки по скважинам для исключения неточностей при моделировании структурного каркаса (рис. 4).

Для Ямбургского месторождения по результатам исследований установлено наличие двух принципиально различающихся между собой интервалов, имеющих кардинально несхожие между собой породы в части ФЕС, а также в части насыщения газом. По результатам исследований кернового материала известно, что для предельно газонасыщенной зоны характерны более высокие значения пористости, газонасыщенности и проницаемости, в то время как для слабогазонасыщенной зоны — более низкие и принятые по подсчету запасов равными 0,47 для газонасыщенности. Кроме того, при последующем моделировании рассмотрен и принят во внимание тот факт, что для исследуемой площади характерен общий тренд к уменьшению ФЕС вверх от газоводяного контакта к кровле стратиграфии сеномана по разрезу. При подсадке структурных поверхностей на стратиграфические разбивки исправлены невязки.

Для последующего моделирования границ зон предельной газонасыщенности и слабой газонасыщенности рассмотрены такие аспекты, как нижняя граница предельно газонасыщенной зоны, верхняя и нижняя границы слабогазонасыщенной зоны и кровля водонасыщенной части разреза. Такие параметры выявлены для 64 Ямбургских и 6 Харвутинских скважин и приведены в трехмерной геологической модели в виде параметров в отбивках. Построенные на основе этих значений поверхности контактов в дальнейшем будут именованы ГVK1 — контакт между зоной коллекторов, имеющих максимальные значения газонасыщенности и низкие значения газонасыщенности, и ГVK2 — газоводяной контакт. Соответственно, между этими поверхностями располагается зона слабогазонасыщенных коллекторов.

Нарезка Grid по латерали выполнена исходя из значений общих толщин пласта, а также мощности расчетной машины. Параметры сетки имеют следующие свойства: количество ячеек по I — 101, по J — 181, количество слоев — 625.

На следующем этапе создания геологической модели рассмотрены, скомпилированы и загружены в проект данные по песчаности — отношению толщины общего вскрытого скважиной интервала к толщине вскрытого интервала коллекторов в долях единиц. В последующем при моделировании куба вероятности в модуле Petrophysical modeling именно этот параметр лег в его основу (рис. 5). В целом по модели принято, что

коллектора имеют высокие значения песчаности в районе газовой залежи, что подтверждается керновыми исследованиями.

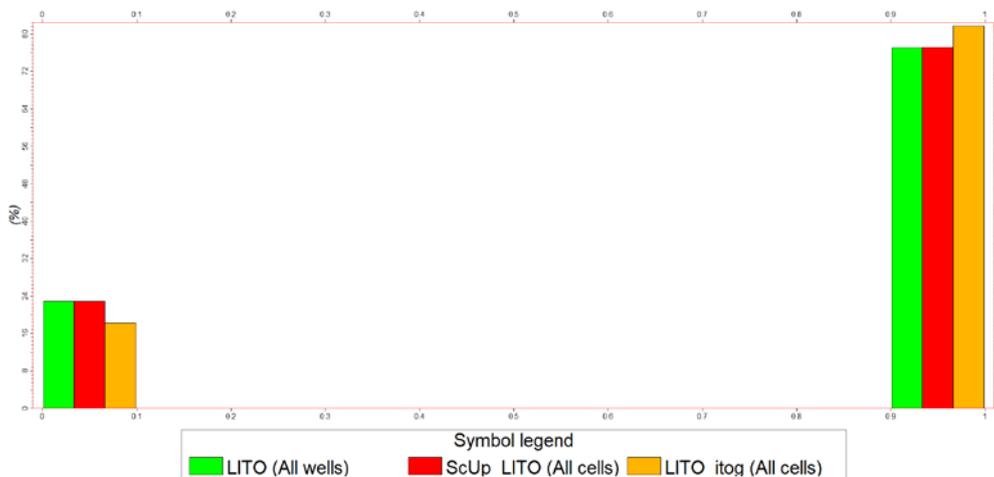


Рис. 5. Гистограмма распределения литологии по скважинным, апскейленным данным и итоговому кубу литологии

Моделирование пористости (далее K_p) выполнено в модуле Petrophysical modeling методом Kriging по данным бурения с использованием тренда к ранее заявленному уменьшению фильтрационно-емкостных свойств от ГВК2 к кровле стратиграфии сеномана. В целом по данным снятой с куба карты пористости значения имеют следующие особенности распределения. Для предельно газонасыщенной зоны для пористости характерно помимо увеличения значений от ГВК к кровле стратиграфии увеличение значений от границ залежи к скв. 41, наиболее охарактеризованной всеми видами исследований, в том числе керновыми. Для слабогазонасыщенной зоны значения параметра пористости имеют малую изменчивость по латерали. Аналогично литологии для пористости построены гистограммы, подтверждающие удовлетворительную сходимость априорной информации с моделируемым кубом. По результатам построений получено подтверждение тренда к увеличению ФЕС по ранее описанному принципу.

При моделировании газонасыщенности (далее K_g) в вышеупомянутом модуле Petrophysical modeling также использован аналогичный тренд на увеличение фильтрационно-емкостных свойств пласта. При этом при распределении параметра методом Kriging моделирование выполнялось с использованием различных зон (для низконапорного газа и зоны максимального насыщения). Для низконасыщенной части залежи, согласно подсчету запасов, значение принято равным 0,47, а для зоны предельной газонасыщенности проинтерполированы скважинные данные. Карта газонасыщенности по предельно газонасыщенной зоне представлена на

рисунке 6, по слабогазонасыщенной зоне карта представляла бы собой поверхность без изолиний и не будет показана.

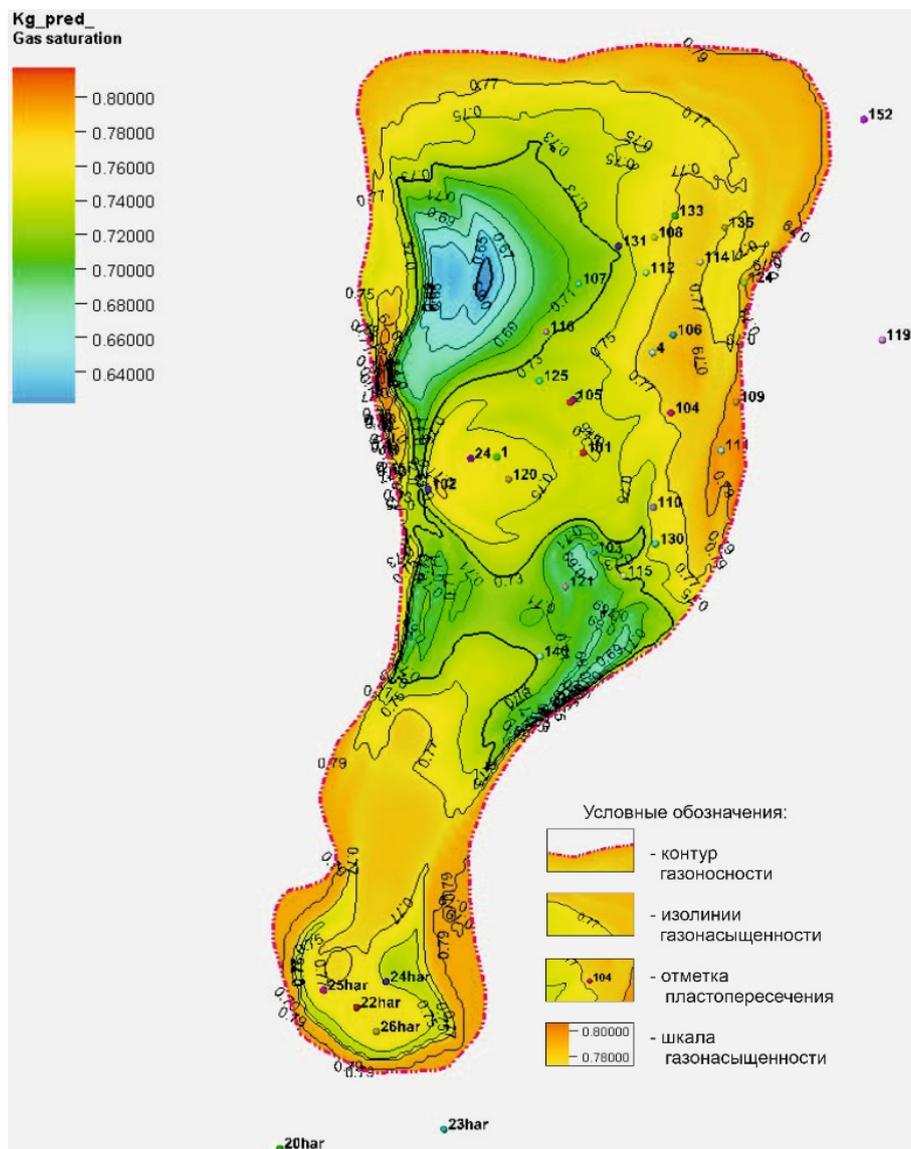


Рис. 6. Карта газонасыщенности для предельно газонасыщенной зоны

Следует отметить, что в предельно газонасыщенной зоне карта распределения параметра K_g , снятая с куба, имеет тренд к увеличению от границы залежи к куполу. Аналогично литологии и пористости для насыщенности построены гистограммы, подтверждающие удовлетворительную сходимость априорной информации с моделируемым кубом.

Параметр проницаемости (далее $K_{пр}$) построен аналогично пористости в модуле Petrophysical modeling методом Kriging ввиду отсутствия пет-

рофизической зависимости от пористости. Аналогично ранее моделируемым фильтрационно-емкостным параметрам при распределении величины $K_{пр}$ в первой итерации использован тренд к увеличению его значений от ГВК к кровле сеномана, во второй — трендом послужил непосредственно куб пористости. Аналогично литологии, пористости и газонасыщенности для проницаемости построены гистограммы, подтверждающие удовлетворительную сходимость априорной информации с моделируемыми кубами.

По результатам построения трехмерной геологической модели получены запасы по предельно газонасыщенной зоне в объеме 5,2 трлн m^3 , при утвержденных 5,47 трлн m^3 , для слабогазонасыщенной зоны — 0,91 трлн m^3 , при утвержденных 1,01 трлн m^3 .

На рисунке 7 представлен разрез куба насыщенности по линии А – Б (линия показана на рис. 1), отражающем гипотезу о дифференциации распределения газонасыщенности на предельно и слабогазонасыщенную зоны.

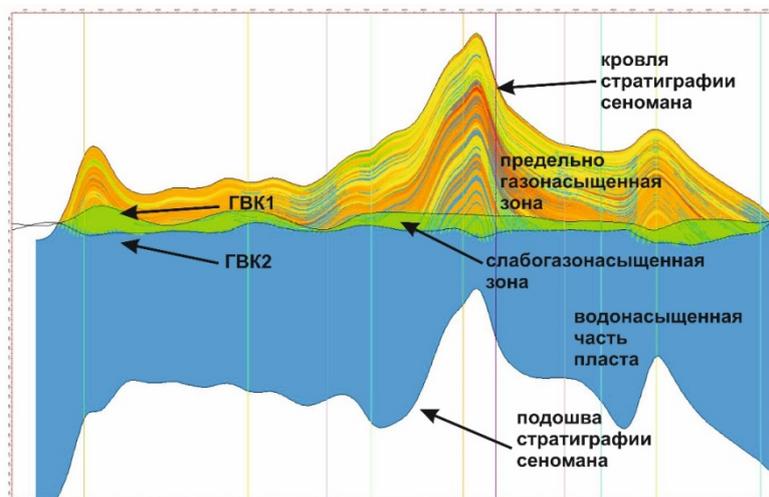


Рис. 7. Разрез куба газонасыщенности по линии А – Б

Выводы

По данным подсчета запасов 1983 года построена трехмерная геологическая модель, учитывающая структурные, литологические и петрофизические особенности пласта газовой залежи сеномана Ямбургского месторождения. В процессе моделирования устранены стратиграфические невязки, построены поверхности контактов ГВК1, ГВК2, в результате чего выявлено, что толщина слабогазонасыщенной зоны составляет 8,7 м, вместо заявленных 9,55 м в ранее защищенном документе. Данное уточнение сокращает подсчитываемые запасы на 10 %. По данным построенной трехмерной геологической модели величина запасов слабогазонасыщенной зоны составила 909 250,1 млн m^3 .

Для более точной оценки начальных запасов газа Ямбургского месторождения необходимы следующие данные по бурению скважин до 1983 года, а также новых, пробуренных с 1983 по 2022 гг.: координаты устьев скважин, координаты пластопересечений, данные гироскопа по пробуренным скважинам, геофизические исследования скважин, результаты интерпретации геофизических исследований скважин, разбивки по скважинам, актуальные данные интерпретации сейсморазведочных работ для уточнения стратиграфических особенностей кровли и подошвы сеноманских отложений, а также отметки ГВК1 и ГВК2. В совокупности эти параметры могут в значительной степени повлиять на трехмерную геологическую модель и, как следствие, на величину запасов газа.

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Исследование выполнено с использованием оборудования ЦКП «Центр перспективных исследований и инновационных разработок» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Список источников

1. Пороскун М. В. Дифференциация разреза сеноманских отложений севера Западной Сибири в связи с разведкой, подсчетом запасов и разработкой залежей углеводородов : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Пороскун Михаил Владимирович ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2004. – 183 с. – Текст : непосредственный.
2. Ермаков, В. И. Особенности строения сеноман-нижнетуронских отложений севера Западной Сибири / В. И. Ермаков, С. В. Миронова, С. Б. Прокопенко. – Текст : непосредственный // Сборник ВНИИЭГАЗПРОМа. – Москва, 1975. – № 10. – С. 11–20. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
3. Ваганов, Ю. В. Технология освоения переходной зоны Сеноманской газовой залежи / Ю. В. Ваганов, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 56–60.
4. Dadashova, K. S. The methods of analysis of factors influence on the efficiency of intensification of oil-gas production / K. S. Dadashova. – Direct text // Journal of Mines, Metals & Fuels. – 2020. – Vol. 68, Issue 9. – P. 293–306.
5. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области переработки и транспорта УВ / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2014. – № 7–8. – С. 28–32.

6. Особенности моделирования производительности скважин низкопроницаемых газовых залежей / В. А. Байков, Р. Р. Муртазин, В. А. Штинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 5. – С. 48–54.
7. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А. В. Саранча, И. С. Саранча, Д. А. Митрофанов, С. М. Овезова. – Текст : непосредственный // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1–1. – С. 211–214.
8. Саранча, А. В. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО / А. В. Саранча, И. С. Саранча. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10, № 3 (52). – С. 146–147.
9. Супрун, Ю. С. Газовая отрасль в РФ : проблемы и перспективы развития : выпускная квалификационная работа / Ю. С. Супрун. – Белгород, 2016. – 97 с. – Текст : непосредственный.
10. Никонов, Ю. А. Анализ экономической эффективности использования низконапорного газа на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении : магистерская диссертация / Ю. А. Никонов ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2016. – 105 с. – Текст : непосредственный.
11. Колмаков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В. Кононов. – Санкт-Петербург : Недра, 2012. – 175 с. – Текст : непосредственный.
12. Огай, В. А. Технологии скважинной добычи сеноманского газа на завершающем этапе разработки месторождений Западной Сибири / В. А. Огай, Б. И. Анциферов, Р. О. Ахунов – Текст : непосредственный // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича / Отв. ред. П. В. Евтин ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – Т. II. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – С. 268–272.
13. Колмаков, А. В. Исследование и разработка технологии выработки остаточных запасов низконапорного газа сеноманских залежей : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колмаков Алексей Владиславович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 170 с. – Текст : непосредственный.
14. Царев, В. В. К вопросу моделирования средних по размерам залежей сеномана севера Западной Сибири в связи с подсчетом запасов газа / В. В. Царев. – Текст : непосредственный // Новые идеи в науках о Земле. Материалы XIV Международной научно-практической конференции : в 7 томах. – Старый Оскол : Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (филиал), 2019. – Т. 5. – С. 224–227.
15. Келигов, М.-Б. С. Стратиграфический анализ Ямбургского месторождения / М.-Б. С. Келигов, А. И. Газдиев. – Текст : непосредственный // Геология в развивающемся мире : сборник научных трудов XII Международной научно-практической конференции / Отв. ред. Ю. А. Башурова ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2019. – С. 126–128.
16. Ваганов, Ю. В. Особенности освоения переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю. В. Ваганов, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – № 3. – С. 24–29.

17. О способе доработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа / Э. С. Закирова, С. Н. Закирова, Д. П. Аникеев, Ю. В. Алексева. – Текст : непосредственный // *Neftegaz.RU*. – 2020. – № 7 (103). – С. 22–28.

References

1. Poroskun, M. V. (2004). *Differentsiatsiya razreza senomanskikh otlozheniy se-vera Zapadnoy Sibiri v svyazi s razvedkoy, podschetom zapasov i razrabotkoy zalezhey uglevodorodov*. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Moscow, 183 p. (In Russian).
2. Ermakov, V. I., Mironova, S. V., & Prokopenko, S. B. (1975). *Osobennosti stroeniya senoman-nizhneturonskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri*. *Sbornik VNIIEGAZPROMa*, (10). Moscow, pp. 11-20. (In Russian).
3. Vaganov, Yu. V., & Ovchinnikov, V. P. (2021). Technology for the development of Cenomanian gas deposit transition zone. *Burenie i nef't'*, (4), pp. 56-60. (In Russian).
4. Dadashova, K. S. (2020). The methods of analysis of factors influence on the efficiency of intensification of oil-gas production. *Journal of Mines, Metals & Fuels*, 68(9), pp. 293-306. (In English).
5. Eder, L. V., Filimonova, I. V., Provornaya, I. V., & Nemov, V. Yu. (2014). Main problems of innovation development of oil and gas industry in sphere of processing and transportation of hydrocarbons. *Burenie i nef't'*, (7-8), pp. 28-32. (In Russian).
6. Baikov, V. A., Murtazin, R. R., Shtinov, V. A., Kiseleva, T. A., Mukhametov, A. F., & Surtaev, V. N. (2018). Performance modelling features of wells in low permeable gas deposits. *Oil and Gas Territory*, (5), pp. 48-54. (In Russian).
7. Sarancha, A. V., Sarancha, I. S., Mitrofanov, D. A., & Ovezova, S. M. (2015). Technology of production of low-pressure Cenomanian gas. *Modern problems of science and education*, (1-1), pp. 211-214. (In Russian).
8. Sarancha, A. V., & Sarancha, I. S. (2014). Low-pressure gas of the Cenomanian deposits of the YaNAO. *Academic Journal of Western Siberia*, 10(3(52)), pp. 146-147. (In Russian).
9. Suprun, Yu. S. (2016). *Gas industry in the Russian Federation : problems and development prospects*. Belgorod, 97 p. (In Russian).
10. Nikonov, Yu. A. *Analiz ekonomicheskoy effektivnosti ispol'zovaniya nizkonapornogo gaza na Medvezh'em neftegazokondensatnom mestorozhdenii: magisterskaya dissertatsiya*. Tomsk, 105 p. (In Russian).
11. Kolmakov, A. V., Krotov, P. S. & Kononov, A. V. (2012). *Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhey nizkonapornogo gaza*. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).
12. Ogai, V. A., Antsiferov, B. I., & Akhunov, R. O. (2015). *Tekhnologii skvazhinnoy dobychi senomanskogo gaza na zavershayushchem etape razrabotki mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri*. *Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoy 90-letiyu so dnya rozhdeniya Kosukhina Anatoliya Nikolaevicha. Tom II. Razrabotka i ekspluatatsiya nef'tyanykh, gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 268-272. (In Russian).

13. Kolmakov, A. V. (2012). Issledovanie i razrabotka tekhnologii vyrabotki ostatochnykh zapasov nizkonapornogo gaza senomanskikh zalezhey. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen, 170 p. (In Russian).

14. Tsarev, V. V. (2019). K voprosu modelirovaniya srednikh po razmeram zalezhey senomana severa Zapadnoy Sibiri v svyazi s podschetom zapasov gaza. Novye idei v naukakh o Zemle. Materialy XIV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii: v 7 tomakh. Tom 5. Sary Oskol, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting Publ. (branch), pp. 224-227. (In Russian).

15. Keligov, M.-B. S., & Gazdiev, A. I. Stratigraficheskiy analiz Yamburgskogo mestorozhdeniya. Geologiya v razvivayushchemsya mire: sbornik nauchnykh trudov XII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Perm, pp. 126-128. (In Russian).

16. Vaganov, Yu. V., & Ovchinnikov, V. P. (2020). Cenomanian gas pool transition layer development features. Bulletin of the Association of Drilling Contractors, (3), pp. 24-29. (In Russian).

17. Zakirova, E. S., Zakirova, S. N., Anikeev, D. P., & Alekseeva, Yu. V. (2020). O sposobe dorazrabotki vodoplavayushchey zalezhi s zapasami niz-konapornogo gaza. Neftegaz.RU, (7(103)), pp. 22-28. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

Ваганов Юрий Владимирович, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Leading Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen

Ширяев Артем Александрович, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Artyom A. Shiryayev, Junior Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen

Науменко Виталия Олеговна, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, naumenkovo@tyuiu.ru

Vitaliya O. Naumenko, Junior Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen, naumenkovo@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 28.10.2022; одобрена после рецензирования 07.11.2022; принята к публикации 14.11.2022.

The article was submitted 28.10.2022; approved after reviewing 07.11.2022; accepted for publication 14.11.2022.

УДК 536.24:517.95:556.013:532.685
DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-41-55

Цифровой керн: моделирование температурного поля в пустотном пространстве горной породы

Ю. Е. Катанов*, А. И. Аристов, Ю. В. Ваганов, А. Г. Кленских

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
*katanov-juri@rambler.ru

Аннотация. Рассмотрена проблема, связанная с проведением экспериментов в вычислительной гидродинамике, решением которой является применение уравнений течения несжимаемой жидкости и введение вихревых функций потока.

Целью данной работы является моделирование температурного вязкого потока с установленным числом Рейнольдса внутри пористой среды, заключенной в материале горной породы, для последующего описания теплового фронта движения в виде системы уравнений, с выбором наиболее вероятно подходящей системы с дифференциацией уравнений для каждого сегмента тепловой симуляции (по осям куба), заключительной кросс-корреляции, распространения в идентифицируемом физическом поле конфузоров/диффузоров.

Научная новизна выполненной работы обусловлена оригинальным подходом к разработке и интерпретации результатов алгоритма прогнозирования температурного поля в текстурной конфигурации конфузоров/диффузоров горных пород.

Ключевые слова: тепловой поток, теплообмен, температурное поле, конфузоры, диффузоры, гидродинамика

Для цитирования: Цифровой керн: моделирование температурного поля в пустотном пространстве горной породы / Ю. Е. Катанов, А. И. Аристов, Ю. В. Ваганов, А. Г. Кленских. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-41-55 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 41–55.

Digital core: modeling the temperature field in the hollow space of the rock

Yuri E. Katanov*, Artyom I. Aristov, Yuriy V. Vaganov,
Anton G. Klenskih

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
*katanov-juri@rambler.ru

Abstract. This article considers the problem associated with conducting experiments in computational fluid dynamics, the solution of which is the application of the equations of incompressible fluid flow and the introduction of vortex flow functions.

The aim of this work is to simulate the temperature viscous flow with a set Reynolds number inside a porous medium enclosed in the rock material to further describe the thermal front of motion in the form of a system of equations, with the choice of the most likely suitable system with differentiated equations for each segment of the thermal simulation (along the cube axes), the final cross-correlation, spread in the identified physical field of confusers/diffusers.

Scientific novelty of the performed work is due to the original approach to the development and interpretation of the results of the algorithm for predicting the temperature field in the textural configuration of the confusers/diffusers of rocks.

Keywords: heat transfer, heat exchange, temperature field, confusers, diffusers, hydrodynamics

For citation: Katanov, Yu. E., Aristov, A. I., Vaganov, Yu. V., & Klenskih, A. G. (2022). Digital core: modeling the temperature field in the hollow space of the rock. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 41-55. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-41-55

Введение

Ограничения физической модели, такие как отсутствие подходящего оборудования, и проблемы, связанные с отсутствием полной аналогии с реальными потоками, делают невозможным получение результатов испытаний в большинстве реальных случаев.

В связи с этими проблемами и достижениями в области компьютерных технологий для анализа фильтрационных потоков широко используется вычислительная гидродинамика.

В отличие от экспериментального моделирования, условия течения и соответствующие размеры области движения потоков могут быть легко изменены для достижения задач математического и гидродинамического моделирования [1].

Одной из наиболее важных проблем в области вычислительной гидродинамики является решение уравнений, описывающих течение несжимаемых жидкостей [2–5].

Эта проблема описывается аппроксимацией уравнений Навье — Стокса, один из вариантов которой сводится к использованию примитивной переменной, соблюдающей ограничения, установленные соответствующим численным анализом при оценке скорости и давления [6–8].

Одно из таких ограничений состоит из усеченной совместимости «точных верхней и нижней границ» математических моделей фильтрации [9].

Несоблюдение этого условия приводит к сильным пространственным осцилляциям в поле давления, обычно называемым ложными режимами давления [10–13].

Этого можно избежать в двумерных несжимаемых жидкостях с помощью потоковых функций для преобразования уравнений Навье — Стокса в нелинейные дифференциальные уравнения четвертого порядка с бигармоническими операторами в качестве основной части [14, 15].

Введя потоковую функцию-вихрь, можно разложить единое уравнение на частные дифференциальные уравнения второго порядка. Неизвестными в этом уравнении являются функция потока и вихревая сила. Этот подход известен как формулировка вихревой функции потока для решения задач, описываемых связанными нелинейными системами дифференциальных уравнений с соответствующими граничными условиями [16].

Стоит отметить значительное влияние температурного поля в границах фронта движущейся жидкости, изменение которого напрямую связано с текстурными особенностями соответствующего геофизического поля.

Объект и методы исследования

Первым этапом исследования в данной работе является моделирование вязкого потока жидкости с установленным числом Рейнольдса внутри трещиновато-пористой среды, заключенной в материале горной породы.

Следующим шагом исследования является физико-математическое моделирование движения теплового фронта в виде систем уравнений, с дальнейшим выбором наиболее вероятной из них с соответствующей дифференциацией для каждого сегмента тепловой симуляции (по осям седиментационного куба).

Заключительным этапом исследования будет проведение пространственной кросс-корреляции для вариантов распространения в идентифицируемом геофизическом поле резких сужений/расширений в сегментированной текстуре горной породы (конфузоры/диффузоры текстуры).

В качестве основы для написания статьи были использованы исследования, представленные в работах Ю. Е. Катанова, отечественных и зарубежных ученых [17–26].

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

В качестве базового допущения при разработке математической модели распространения теплового поля можно принять гипотезу, что поток имел низкое число Рейнольдса и происходил только двумерный теплообмен на границах раздела геопространств.

Для принятого допущения оправдано использование метода двумерной функции потока (вихревой модели конечных разностей) декартовых фундаментальных уравнений.

В качестве дополнительных предположений можно выделить следующие.

Во-первых, скорость потока намного меньше скорости звука.

Во-вторых, температура (T) лишь незначительно отклоняется от номинального значения, то есть T стремится к пределу, равному 1, и эффекта поля течения нет. Тем не менее теплопередача все еще существует.

В-третьих, на жидкость не действует никакая физическая сила, кроме естественных горных напряжений. Общее уравнение состояния для зависимости плотности флюида от давления и температуры выражается как $\rho(T, p)$.

Разложение ряда Тейлора вокруг данного эталонного состояния дается следующим образом:

$$\rho(T, p) = 1 + (T - 1) \cdot \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_{\text{эталон}} + p \cdot \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_{\text{эталон}} + \dots, \quad (1)$$

где p — давление; T — температура флюида; $\frac{\partial \rho}{\partial T}$ — производная плотности по температуре; $\frac{\partial \rho}{\partial p}$ — производная плотности по давлению.

Ряд необходимо усечь после первой производной, что позволит его линеаризовать вокруг эталонного состояния.

Используя определения коэффициента теплового расширения и скорости звука, формулу 1 можно преобразовать к следующему виду:

$$\rho(T, p) = 1 + K_p \cdot (T - 1) + \gamma \cdot M^2 \cdot p, \quad (2)$$

где p — давление; T — температура флюида; M — число Маха (один из критериев подобия в механике жидкости и газа; представлен отношением истинной скорости течения в потоке к текущей скорости распространения звука в движущейся среде); K_p — коэффициент теплового расширения (изобарический); γ — отношение удельных тепловыделений или среднее значение спектральной плотности мощности.

Применяя начальное предположение числа Маха, стремящегося к пределу 0, и игнорируя члены порядка $O(2)$ или выше, зависимость плотности флюида от температуры можно представить в следующем виде:

$$\rho(T) = 1 + K_p(T - 1), \quad (3)$$

где K_p — коэффициент теплового расширения (изобарический); T — температура флюида.

В соответствии с положениями физической химии число Маха непосредственно связано с числом Эккерта (Ec) в виде следующего выражения:

$$Ec = M^2 \frac{a_{\text{эталон}}^2}{c_{p,\text{эталон}} \cdot \Delta T_{\text{эталон}}}, \quad (4)$$

где $a_{\text{эталон}}^2$ — соответствующая скорость флюида; $c_{p,\text{эталон}}$ — удельная теплоемкость при постоянном давлении; $\Delta T_{\text{эталон}}$ — разность температур как движущая сила теплопереноса (температура вещества минус температура свободного потока).

Поэтому малыми числами Маха, пропорциональными числу Эккерта, можно пренебречь [12].

Число Эккерта (Ec) — это безразмерная величина (гидродинамика), которая помогает определить относительную важность кинетической энергии потока в ситуациях теплопередачи.

Когда число Эккерта ($Ec \ll 1$) мало, членами уравнения энергии, учитывающими изменение давления, вязкую диссипацию и влияние силы тяжести на баланс энергии, можно пренебречь, а само уравнение преобразуется к описанию равновесия между кондукцией и конвекцией.

Изложенная ситуация продемонстрирована на рисунке 1 — естественная конвекция двумерного несжимаемого потока флюида внутри трещиновато-пористой среды в рассматриваемом экстенде квадранта.

Цвета от «теплых» к «холодным» (по Кельвину, K) обозначена температура флюида, по оси ординат и абсцисс условно отложены размерности моделей распределения потоковых линий температурного поля, нормализованные к 1.

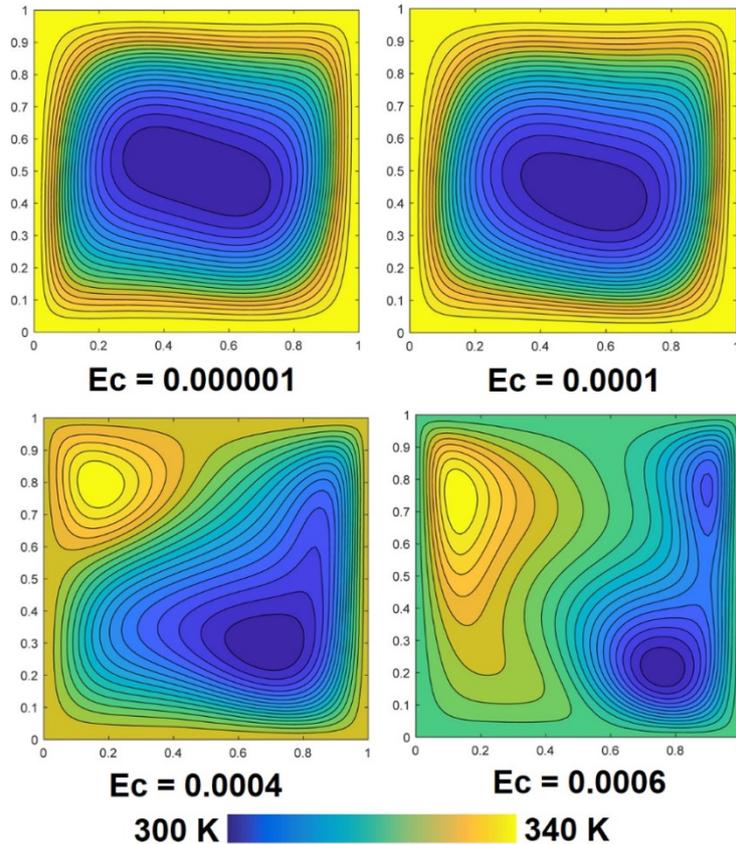


Рис. 1. Моделирование температурного поля с изображением соответствующих потоковых линий при различных значениях числа Эккерта

Из (3) следует, что плотность флюида ρ стремится к пределу 1 также при T , стремящемся к пределу 1. Это означает, что если разница температур отдельных сегментов геофизического поля мала, то возникают лишь небольшие различия в соответствующих плотностях.

В результате плотность флюида постоянна и ρ стремится к пределу 1. Она также обладает одним из базовых свойств жидкости — динамической вязкостью μ , теплопроводностью k_p и удельной теплоемкостью c_p .

Объемные силы в основном обусловлены плавучестью или ускорением в системе отсчета. Плавучесть требует градиента плотности, который

устраняется при $\rho \rightarrow 1$. Далее предполагается, что система отсчета неподвижна, $M \rightarrow 0$, $T \rightarrow T_{ref}$ (T_{ref} — исходная температура), что дает первое приближение уравнений Навье — Стокса.

Уравнение энергии сводится к скалярному уравнению переноса.

Связь между полем скорости и температурой однонаправленная, а не наоборот.

Другая неоднородность теплового поля более элегантна, поскольку температура возникает только в производной соответствующего потока.

Теплообмен между поверхностью с температурой T_w и жидкостью с температурой T_∞ обычно описывается безразмерной температурой

$$\Theta \equiv \frac{T - T_\infty}{T_w - T_\infty}, \quad (5)$$

где T_∞ — температура входящего флюида; T_w — температура поверхности; T — текущая температура флюида.

Подставляя (5) в безразмерные управляющие уравнения, получаем выражения (6)–(8), описывающие основные закономерности для компьютерного моделирования динамики протекания флюида (Pr — число Прандтля, Re — число Рейнольдса):

$$\begin{cases} \frac{\partial u_j}{\partial x_j} = 0 \\ \frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{1}{Re} \cdot \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j \partial x_j} \\ \frac{\partial \Theta}{\partial t} + u_j \frac{\partial \Theta}{\partial x_j} = \frac{1}{Re \cdot Pr} \cdot \frac{\partial^2 \Theta}{\partial x_j \partial x_j} \end{cases} \quad (6)$$

Для несжимаемых двумерных потоков ($x = [x_1, x_2]^T$) часто выгодно использовать определяемые по скорости величины — функцию потока ψ и вихревой поток ζ .

Функция потока ψ , определяемая как пульсация в векторе скорости, количественно определяет объемный расход флюида по линии (с постоянной силой тока), соединяющей любые две точки в поле потока.

Компоненты скорости (u_i , $i = \overline{1, 2}$), по соответствующим осям, вычисляются из частных производных скалярной функции потока:

$$\begin{cases} u_1 = \frac{\partial \psi}{\partial x_2} \\ u_2 = -\frac{\partial \psi}{\partial x_1} \end{cases} \quad (7)$$

где $\frac{\partial \psi}{\partial x_2}$ — производная функции потока по направлению x_2 ; $\frac{\partial \psi}{\partial x_1}$ — производная функции потока по направлению x_1 .

Только в двумерном случае компонент, связанный с направлением x_3 вихревой поток ζ является ненулевым и определяется следующим образом:

$$\zeta = \frac{\partial u_2}{\partial x_1} - \frac{\partial u_1}{\partial x_2}, \quad (8)$$

где $\frac{\partial u_2}{\partial x_1}$ — производная второго компонента скорости по направлению x_1 , $\frac{\partial u_1}{\partial x_2}$ — производная первого компонента скорости по направлению x_2 .

Используя функции вихря и потока, преобразованная система уравнений Навье — Стокса (7)–(8) приобретает следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi}{\partial x_1^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial x_2^2} = -\zeta \\ \frac{\partial \zeta}{\partial t} + u_j \frac{\partial \zeta}{\partial x_j} = \frac{1}{\text{Re}} \cdot \frac{\partial^2 \zeta}{\partial x_j \partial x_j} \\ \frac{\partial \theta}{\partial t} + u_j \frac{\partial \theta}{\partial x_j} = \frac{1}{\text{Re} \cdot \text{Pr}} \cdot \frac{\partial^2 \theta}{\partial x_j \partial x_j} \end{cases}, \quad (9)$$

где $\frac{\partial^2 \psi}{\partial x_1^2}$ — производная функции потока второго порядка по направлению x_1 ; $\frac{\partial^2 \psi}{\partial x_2^2}$ — производная функции потока второго порядка по направлению x_2 ; $\frac{\partial \zeta}{\partial t}$ — производная функции вихревого потока по времени; $\frac{\partial \zeta}{\partial x_j}$ — производная функции вихревого потока по направлению x_j ; $\frac{\partial^2 \zeta}{\partial x_j \partial x_j}$ — производная функции вихревого потока второго порядка по направлению x_j ; $\frac{\partial \theta}{\partial t}$ — производная функции безразмерной температуры по времени; $\frac{\partial \theta}{\partial x_j}$ — производная функции безразмерной температуры по направлению x_j ; $\frac{\partial^2 \theta}{\partial x_j \partial x_j}$ — производная функции безразмерной температуры второго порядка по направлению x_j ; Re — число Рейнольдса; Pr — число Прандтля; ζ — функция вихревого потока.

Коэффициент поверхностного трения можно определить следующим образом:

$$c_f = \frac{2}{\text{Re}} \cdot \zeta_w, \quad (10)$$

где Re — число Рейнольдса; ζ_w — вихревой поток на поверхности вещества породы.

Для компьютерной симуляции, с учетом предложенных выражений (1)–(10), в качестве исходной информации текстурного распределения температурного поля на базе метода потоковой функции-вихря использованы графические материалы шлифов и данные томографии керн полимиктово-

го песчаника, подверженные процедуре бинаризации: выделялись пустотное пространство и матричное вещество, размером 250 на 250 точек, и организованные в стек одного направления измерения гиперкуба цифрового ядра (рис. 2).

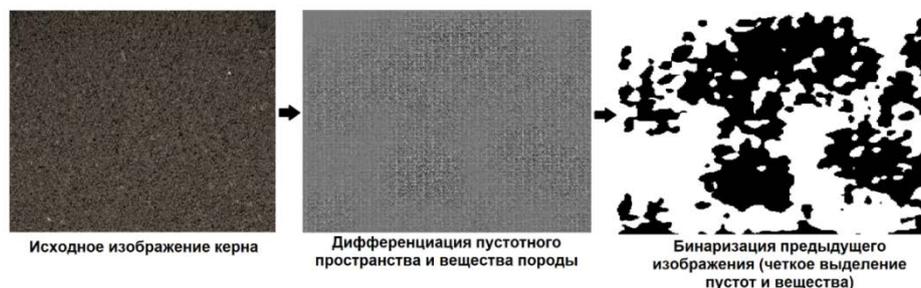


Рис. 2. Процедура преобразования исходных данных

В качестве начальных условий и граничных параметров установлены следующие: температура вещества породы — 335 К; температура пустотного пространства, в котором располагается флюид — 300 К; температура источников тепла — 340 К; число Рейнольдса — 100; кинематическая вязкость — $1,48 \cdot 10^{-5}$ м²/с; коэффициент термодиффузии — $22,07 \cdot 10^{-6}$ м²/с; теплопроводность — 10 Вт/(м·К); фактор верхней релаксации — 1.

В качестве выходных данных получены покадровые, размером 256 на 256 точек, графические образы прогнозирования температуры пустотного пространства полимиктового песчаника с учетом размещения в нем тепловых источников.

В качестве тепловых источников использованы точки (группы точек) расположения конфузоров/диффузоров, размер которых определен их сегментированной текстурной конфигурацией (рис. 3, «красные области 1-го кадра»).

Для реализации поставленной задачи был разработан вычислительный модуль с использованием языка программирования Python и сопутствующих библиотек. Для визуализации результатов моделирования использованы средства matplotlib и vedo, а для расчетов — NumPy, PoreSpy, PIL.

Получаемые выходные графические образы симуляции приобретали раскраску в цветовой палитре jet, как наиболее подходящей для визуализации температурных изменений.

Динамику изменения температурного поля для одного из цифровых кубов данных (30 мм на 30 мм) можно увидеть на первом и последнем кадрах, изображенных на рисунке 3.

На основе градиента температур можно проследить перемещение фронта флюида из одного сегмента текстуры песчаника к другому и далее до внешних границ куба на основе смещения максимумов значений температур.

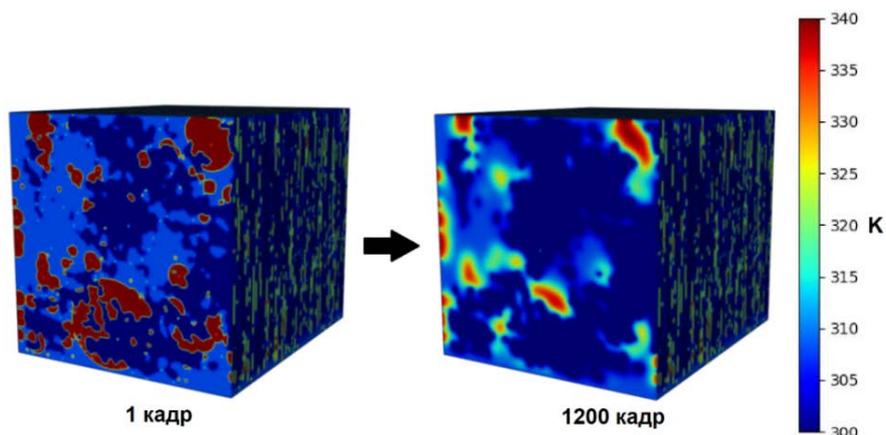


Рис. 3. Первый и последний кадры симуляции температурного поля

Результаты и обсуждение

Получены графические образы температурного вязкого потока с установленным числом Рейнольдса для цифрового куба трещиновато-пористой среды, представленного полимиктовыми песчаниками. Отмечается присутствие областей высокой размерности для конфузоров/диффузоров в пустотном пространстве породы.

Обозначение центроидов локальных пустот «мелкими точками» (см. рис. 3, 1-й кадр) позволяет точнее реконструировать путь движения температурных потоков с учетом различных структурно-текстурных дефектов в керне.

Генерация данных для данной симуляции температурного поля до 1 200 состояния (кадров) производилась около 3 часов (для среднестатистической вычислительной машины) с учетом параллельной обработки данных, что является значимым фактором, поскольку одной из базовых проблем построения цифровых двойников керна является слишком большое время расчета и занимаемое место полученных результатов на физических носителях.

Намечены перспективы дальнейшего исследования температурного потока с учетом напряженно-деформированного состояния цифрового керна.

Выводы

Выполнено физико-математическое моделирование температурного фронта в пустотном пространстве цифрового керна с учетом движения потока флюида (на базе первого приближения уравнений Навье — Стокса); приведены сведения о главных технических особенностях компьютерной реализации алгоритма цифрового моделирования температурного поля; приведен практический пример апробации разработанной модели в виде симуляции распространения тепловых потоков в выделенных границах цифрового керна (30 на 30 мм).

Выполненное тестирование алгоритма показало хорошую сходимость результатов в сравнении с сопряженными тепловыми и пиролитическими исследованиями на физическом образце керна.

После того как температурные потоки достигли равновесия, в каждой секции слайсов, скорость теплопередачи через поверхность вокруг текстурных пустот была измерена и сопоставлена со скоростью распространения теплового поля через прилегающие граничные поверхности оттока.

При дальнейшем изменении текстурного профиля тепловой энергии, разница между физическим и цифровым образцами зафиксирована незначительной на протяжении всего процесса (шаг между слайсами — 1 мм).

Вычислительные возможности текущей версии разработанного алгоритма включают его компиляцию при запуске в macOS, Microsoft Windows и любой Linux-подобной операционной системе (Ubuntu, Linux Mint и т. д.) с соответствующей точностью 90–95 %.

Статья подготовлена в рамках технологического проекта «Цифровой керн», реализуемого в Западно-Сибирском межрегиональном научно-образовательном центре мирового уровня.

Список источников

1. Saeedpanah, I. A MLPG Meshless Method for Numerical Simulation of Unsteady Incompressible Flows / I. Saeedpanah. – DOI 10.18869/ACADPUB.JAFM.73.238.25895. – Direct text // Journal of Applied Fluid Mechanic. – 2017. – Vol. 10, Issue 1. – P. 421–432.
2. Cao, J. Adaptive finite element simulation of Stokes flow in porous media / J. Cao, P. K. Kitanidis. – DOI 10.1016/S0309-1708(97)00040-7. – Direct text // Advances in Water Resources. – 1998. – Vol. 22, Issue 1. – P. 17–31.
3. A Meshless Generalized Finite Difference Scheme for the Streamfunction Formulation of the Navier-Stokes Equations / P.-W. Li, C. M. Fan, Y. Z. Yu, L. Song. – Text : electronic // SSRN : website. – URL: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4230475. – Published: 26.09.2022.
4. Bhardwaj, S. Analysis of Natural Convection Heat Transfer and Entropy Generation inside Porous Right-angled Triangular Enclosure / S. Bhardwaj, A. Dalal. – Direct text // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2013. – Vol. 65. – P. 500–513.
5. Pakdee, W. Mathematical model in the form of vorticity-stream function for porous premixed combustion / W. Pakdee, N. Utaivorawit, A. K. Hussein. – Direct text // Songklanakarin Journal of Science & Technology. – 2015. – Vol. 37, Issue 5. – P. 595–600.
6. Pandit, S. K. A fourth order compact scheme for heat transfer problem in porous media / S. K. Pandit, A. Chattopadhyay, H. F. Oztop. – DOI 10.1016/j.camwa.2015.12.037. – Direct text // Computers & Mathematics with Applications. – 2016. – Vol. 71, Issue 3. – P. 805–832.

7. Bagai, S. Mixed convection in four-sided lid-driven sinusoidally heated porous cavity using stream function-vorticity formulation / S. Bagai, M. Kumar, A. Patel. – DOI 10.1007/s42452-020-03815-7. – Text : electronic // SN Applied Sciences. – 2020. – Vol. 2, Issue 12. – URL: <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03815-7>.
8. Comini, G. Open boundary conditions for the streamfunction-vorticity formulation of unsteady laminar convection / G. Comini, M. Manzan, G. Cortella. – DOI 10.1080/10407799708915106. – Direct text // Numerical Heat Transfer, Part B : Fundamentals. – 1997. – Vol. 31, Issue 2. – P. 217–234.
9. Calhoun, D. A Cartesian Grid Method for Solving the Two-Dimensional Streamfunction-Vorticity Equations in Irregular Regions / D. Calhoun. – DOI 10.1006/jcph.2001.6970. – Direct text // Journal of Computational Physics. – 2002. – Vol. 176, Issue 2. – P. 231–245.
10. Borah, A. K. Computational Study of Streamfunction-Vorticity Formulation of Incompressible Flow and Heat Transfer Problems / A. K. Borah. – DOI 10.4028/www.scientific.net/AMM.52-54.511. – Direct text // Applied Mechanics and Materials. – 2011. – Vol. 52–54. – P. 511–516.
11. Wang, C. A. A new meshless approach for three dimensional fluid flow and related heat transfer problems / C. A. Wang, H. Sadat, C. Prax. – DOI 10.1016/j.compfluid.2012.08.017. – Direct text // Computers & Fluids. – 2012. – Vol. 69. – P. 136–146.
12. Sousa, A. C. M. Heat transfer distribution for a free/porous system with forced convection and heat generation – a numerical study / A. C. M. Sousa. – Text : electronic // Proceeding of Thermal Sciences 2004. Proceedings of the ASME – ZSIS International Thermal Science Seminar II. Bled, Slovenia, June 13–16, 2004. – URL: <https://doi.org/10.1615/ICHMT.2004.IntThermSciSemin.1150>.
13. d'Hueppe, A. Heat transfer modeling at an interface between a porous medium and a free region. Doctoral dissertation / A. d'Hueppe. – Paris, 2011. – 188 p. – Direct text.
14. Akhter, S. Numerical study of flow and heat transfer in a porous medium between two stretchable disks using quasi-linearization method / S. Akhter, M. Ashraf. – Direct text // Thermal Science. – 2021. – Vol. 25, Issue 2, Part A. – P. 989–1000.
15. Loukopoulos, V. C. A Stream Function-Vorticity Formulation Numerical Method for the Unsteady Flow in the Presence of Natural Convection / V. C. Loukopoulos, G. T. Karahalios. – DOI 10.1063/1.3225374. – Direct text // AIP Conference Proceedings. – 2009. – Vol. 1148, Issue 1. – P. 558–561.
16. Tian, Z. A fourth-order compact finite difference scheme for the steady stream function-vorticity formulation of the Navier-Stokes/Boussinesq equations / Z. Tian, Y. Ge. – DOI 10.1002/flid.444. – Direct text // International Journal for Numerical Methods in Fluids. – 2003. – Vol. 41, Issue 5. – P. 495–518.
17. Katanov, Yu. E. A probabilistic and statistical model of rock deformation / Yu. E. Katanov. – Text : electronic // E3S Web of Conferences. – 2021. – Vol. 266. – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126603011>.
18. Katanov, Yu. E. Geological and mathematical analogy of reservoir and polymer structures / Yu. E. Katanov, V. M. Aleksandrov, A. K. Yagafarov. – Direct text // TEST Engineering & Management. – 2020. – Vol. 82. – P. 6977–6991.
19. Katanov, Yu. Neural simulation-based analysis of the well wall stability while productive seam penetrating / Yu. Katanov, Yu. Vaganov, M. Cheymetov. – DOI 10.33271/MINING15.04.091. – Direct text // Mining of Mineral deposits. – 2021. – Vol. 15, Issue 4. – P. 91–98.

20. Katanov, Yu. E. Geological and mathematical description of the rocks strain during behavior of the producing solid mass in compression (Tension) / Yu. E. Katanov, Yu. V. Vaganov, M. V. Listak. – DOI 10.33271/mining15.04.091. – Direct text // Journal of Mines, Metals & Fuels. – 2020. – Vol. 68, Issue 9. – P. 285–293.
21. A new laboratory method for evaluating formation damage in fractured carbonate reservoirs / Ye. Yan, J. Yan, S. Zou [et al.]. – DOI 10.1007/s12182-008-0007-3. – Direct text // Petroleum Science. – 2008. – Vol. 5. – P. 45–51.
22. Mackey, G. N. Provenance of Paleocene-Eocene Wilcox group western Gulf of Mexico basin : Evidence for integrated drainage of the southern Laramide rocky mountains and cordilleran arc / G. N. Mackey, B. K. Horton, K. L. Milliken. – DOI 10.1130/B30458.1. – Direct text // Geological Society of America Bulletin. – 2012. – Vol. 124. – P. 1007–1024.
23. Open-system chemical behavior in deep Wilcox group mudstones, Texas Gulf Coast, USA / R. J. Day-Stirrat, K. L. Milliken, S. P. Dutton [et al.]. – DOI 10.1016/j.marpetgeo.2010.08.006. – Direct text // Marine and Petroleum Geology. – 2010. – Vol. 27, Issue 9. – P. 1804–1818.
24. Detailization of the facial conditions for sedimentation of the (formula presented) productive layer with the purpose of specificating features of the geological structure / V. M. Aleksandrov, A. V. Morozov, I. P. Popov [et al.]. – Direct text // Journal of Environmental Management and Tourism. – 2018. – Vol. 9, Issue 5 (29). – P. 932–946.
25. Types, features, and resource potential of Palaeocene-Eocene siliceous rock deposits of the West Siberian Province : a review / I. I. Nesterov, P. V. Smirnov, A. O. Konstantinov, H.-J. Gursky. – DOI 10.1080/00206814.2020.1719370. – Direct text // International Geology Review. – Vol. 63, Issue 4. – P. 504–525.
26. Exact solutions of Navier Stokes equations in porous media / W. Khan, F. Yousafzai, M. I. Chohan [et al.]. – DOI 10.12732/ijpam.v9i2.7. – Direct text // International Journal of Pure and Applied Mathematics. – 2014. – Vol. 96, Issue 2. – P. 235–247.

References

1. Saeedpanah, I. (2017). A MLPG Meshless Method for Numerical Simulation of Unsteady Incompressible Flows. *Journal of Applied Fluid Mechanics*, 10(1), pp. 421-432. (In English). DOI: 10.18869/ACADPUB.JAFM.73.238.25895
2. Cao, J., & Kitanidis, P. K. (1998). Adaptive finite element simulation of Stokes flow in porous media. *Advances in Water Resources*, 22(1), pp. 17-31. (In English). DOI: 10.1016/S0309-1708(97)00040-7
3. Li, P.-W., Fan, C. M., Yu, Y. Z., & Song, L. (2016). A Meshless Generalized Finite Difference Scheme for the Streamfunction Formulation of the Navier-Stokes Equations. (In English). Available at: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4230475
4. Bhardwaj, S., & Dalal, A. (2013). Analysis of Natural Convection Heat Transfer and Entropy Generation inside Porous Right-angled Triangular Enclosure. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 65, pp. 500-513. (In English).
5. Pakdee, W., Utaivorawit, N., & Hussein, A. K. (2015). Mathematical model in the form of vorticity-stream function for porous premixed combustion. *Songklanakar-in Journal of Science & Technology*, 37(5), pp. 595-600. (In English).

6. Pandit, S. K., Chattopadhyay, A., & Oztop, H. F. (2016). A fourth order compact scheme for heat transfer problem in porous media. *Computers & Mathematics with Applications*, 71(3), pp. 805-832. (In English). DOI: 10.1016/j.camwa.2015.12.037
7. Bagai, S., Kumar, M., & Patel, A. (2020). Mixed convection in four-sided lid-driven sinusoidally heated porous cavity using stream function-vorticity formulation. *SN Applied Sciences*, 2(12). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03815-7>
8. Comini, G., Manzan, M., & Cortella, G. (1997). Open boundary conditions for the streamfunction-vorticity formulation of unsteady laminar convection. *Numerical Heat Transfer, Part B: Fundamentals*, 31(2), pp. 217-234. (In English). DOI: 10.1080/10407799708915106
9. Calhoun, D. (2002). A Cartesian Grid Method for Solving the Two-Dimensional Streamfunction-Vorticity Equations in Irregular Regions. *Journal of Computational Physics*, 176(2), pp. 231-245. (In English). DOI: 10.1006/jcph.2001.6970
10. Borah, A. K. (2011). Computational Study of Streamfunction-Vorticity Formulation of Incompressible Flow and Heat Transfer Problems. *Applied Mechanics and Materials*, (52-54), pp. 511-516. (In English). DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.52-54.511
11. Wang, C. A., Sadat, H., & Prax, C. (2012). A new meshless approach for three dimensional fluid flow and related heat transfer problems. *Computers & Fluids*, 69, pp. 136-146. (In English). DOI: 10.1016/j.compfluid.2012.08.017
12. Sousa, A. C. M. (2004). Heat transfer distribution for a free/porous system with forced convection and heat generation - a numerical study. *Proceeding of Thermal Sciences 2004. Proceedings of the ASME - ZSIS International Thermal Science Seminar II. Bled, Slovenia, June, 13-16, 2004.* (In English). Available at: <https://doi.org/10.1615/ICHMT.2004.IntThermSciSemin.1150>
13. d'Hueppe, A. (2011). Heat transfer modeling at an interface between a porous medium and a free region. *Doctoral dissertation. Paris*, 188 p. (In English).
14. Akhter, S., & Ashraf, M. (2021). Numerical study of flow and heat transfer in a porous medium between two stretchable disks using quasi-linearization method. *Thermal Science*, 25(2(Part A)), pp. 989-1000. (In English).
15. Loukopoulos, V. C., & Karahalios, G. T. (2009). A Stream Function-Vorticity Formulation Numerical Method for the Unsteady Flow in the Presence of Natural Convection. In *AIP Conference Proceedings*, 1148(1), pp. 558-561. (In English). DOI: 10.1063/1.3225374
16. Tian, Z., & Ge, Y. (2003). A fourth-order compact finite difference scheme for the steady stream function-vorticity formulation of the Navier-Stokes/Boussinesq equations. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, 41(5), pp. 495-518. (In English). DOI: 10.1002/flid.444
17. Katanov, Yu. E. (2021). A probabilistic and statistical model of rock deformation. *E3S Web of Conferences*, 266. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126603011>
18. Katanov, Yu. E., Aleksandrov, V. M., & Yagafarov, A. K. (2020). Geological and mathematical analogy of reservoir and polymer structures. *TEST Engineering & Management*, 82, pp. 6977-6991. (In English).
19. Katanov, Yu., Vaganov, Yu., & Cheymetov, M. (2021). Neural simulation-based analysis of the well wall stability while productive seam penetrating. *Mining of Mineral deposits*, 15(4), pp. 91-98. (In English). DOI: 10.33271/MINING15.04.091

20. Katanov, Yu. E., Vaganov, Yu. V., & Listak, M. V. (2020). Geological and mathematical description of the rocks strain during behavior of the producing solid mass in compression (Tension). *Journal of Mines, Metals & Fuels*, 68(9), pp. 285-293. (In English). DOI: 10.33271/mining15.04.091
21. Yan, Ye., Yan, J., Zou, S., Wang, S., & Lu, R. (2008). A new laboratory method for evaluating formation damage in fractured carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, (5), pp. 45-51. (In English). DOI: 10.1007/s12182-008-0007-3
22. Mackey, G. N., Horton, B. K., & Milliken, K. L. (2012). Provenance of Paleocene-Eocene Wilcox group western Gulf of Mexico basin: Evidence for integrated drainage of the southern Laramide rocky mountains and cordilleran arc. *Geological Society of America Bulletin*, 124, pp. 1007-1024. (In English). DOI: 10.1130/B30458.1
23. Day-Stirrat, R. J., Milliken, K. L., Dutton, S. P., Loucks, R. G., Hillier, S., Aplin, A. C., & Schleicher, A. M. (2010). Open-system chemical behavior in deep Wilcox group mudstones, Texas Gulf Coast, USA. *Marine and Petroleum Geology*, 27(9), pp. 1804-1818. (In English). DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2010.08.006
24. Aleksandrov, V. M., Morozov, A. V., Popov, I. P., Lebedeva, R. G., & Bulgakova, I. A. (2018). Detailization of the facial conditions for sedimentation of the (formula presented) productive layer with the purpose of specifying features of the geological structure. *Journal of Environmental Management and Tourism*, 9(5(29)), pp. 932-946. (In English).
25. Nesterov, I. I., Smirnov, P. V., Konstantinov, A. O., & Gursky, H.-J. (2021). Types, features, and resource potential of Palaeocene-Eocene siliceous rock deposits of the West Siberian Province: a review. *International Geology Review*, 63(4), pp. 504-525. (In English). DOI: 10.1080/00206814.2020.1719370
26. Khan, W., Yousafzai, F., Chohan, M. I., Zeb, A., Zaman, G., & Jung, I. H. (2014). Exact solutions of Navier Stokes equations in porous media. *International Journal of Pure and Applied Mathematics*, 96(2), pp. 235-247. (In English). DOI: 10.12732/ijpam.v96i2.7

Информация об авторах

Information about the authors

Катанов Юрий Евгеньевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, ведущий научный сотрудник лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, katanov-juri@rambler.ru

Аристов Артем Игоревич, лаборант лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Yuri E. Katanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor, Leading Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Leading Researcher at the Laboratory for Digital Research in the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, katanov-juri@rambler.ru

Artyom I. Aristov, Assistant at the Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen

Ваганов Юрий Владимирович, кандидат технических наук, доцент, проректор по научной и инновационной деятельности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кленских Антон Григорьевич, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Pro-rector for Research and Innovation, Industrial University of Tyumen

Anton G. Klenskih, Junior Researcher at the Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 09.11.2022; одобрена после рецензирования 14.11.2022; принята к публикации 18.11.2022.

The article was submitted 09.11.2022; approved after reviewing 14.11.2022; accepted for publication 18.11.2022.

УДК 553.98.04

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72

Оценка дренируемых запасов газа методом материального баланса

А. А. Кислицын^{1*}, С. В. Кузнецов²

¹Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

*a.a.kislitsyn@utmn.ru

Аннотация. Описан алгоритм оценки запасов газовых месторождений методом материального баланса. Отмечены достоинства этого метода, которые заключаются в использовании при расчетах достаточно точной промыслово-технологической информации, а также в возможности регулярных проверок на соответствие действительному характеру отработки залежи. Однако есть и проблемы практического применения данного метода. Одной из них является определение средневзвешенного давления по всему газонасыщенному объему, особенно для низкопроницаемых пластов, в которых вокруг скважин возникают глубокие депрессионные воронки. Предложена и описана процедура корректного определения средневзвешенного давления с помощью карты изобар и карты эффективных газонасыщенных толщин газового месторождения. Другой проблемой является длительный временной интервал между замерами пластового давления в процессе разработки месторождения. Для проведения оперативного анализа разработки предложен метод увеличения частоты построения карт изобар с помощью интерполяции значений пластового давления путем расчета этой величины через продуктивность скважин. Входными данными для расчета являются динамика дебита газа и динамика устьевого давления. Данный подход позволяет в любое время оценить пластовое давление вокруг каждой скважины вне депрессионной воронки. Приведены результаты проверки предложенной методики в промысловых условиях на одном из месторождений Ямала. По результатам анализа выявлено отличие по объему дренируемых запасов с геологической моделью для низкопроницаемого пласта. Разница в оценке объемов запасов методом материального баланса с использованием карты изобар составила 18 % от начальных геологических запасов. Выполнен анализ причин расхождения дренируемых запасов и выявлены факт разноскоростной выработки по разрезу и наличие невовлеченных запасов.

Ключевые слова: материальный баланс, способ удельных объемов, P/Z анализ

Для цитирования: Кислицын, А. А. Оценка дренируемых запасов газа методом материального баланса / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 56–72.

Estimating drainable gas reserves by the method of material balance

Anatoliy A. Kislitsyn^{1*}, Sergey V. Kuznetsov²

¹University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia

*a.a.kislitsyn@utmn.ru

Abstract. The algorithm of estimating the reserves of gas deposits by the material balance method is described. The advantages of this method are the use of rather precise field technological information for calculations and the possibility of regular checks for compliance with the actual nature of field development. However, there are problems of practical application of this method. One of them is the determination of average weighted pressure for the whole gas-saturated volume, especially for low permeable reservoirs with deep depression craters around wells. The process of correct determination of weighted average pressure by means of isobar map and map of effective gas-saturated thicknesses of gas reservoirs is proposed and described. Another problem is the long time interval between measurements of reservoir pressure during the field development. We offer the method that allows increasing frequency of isobar mapping by interpolation of reservoir pressure values by calculating this value through the productivity of wells in order to perform operational analysis of the field development. The input data for the calculation are the dynamics of gas flow rate and wellhead pressure dynamics. This approach allows us to estimate formation pressure around each well outside the de-resistivity funnel at any time. The article presents the results of testing the proposed method under field conditions at one of the Yamal fields. The results of the analysis show the difference in the volume of drained reserves with the geological model for a low permeable layer. The difference in the reserves volume estimation by the material balance method using the isobar map was 18 % of the initial geological reserves. The analysis of the reasons of divergence of the drilled reserves was carried out and the fact of differently sorted excavation along the section and the presence of uninvolved reserves was revealed.

Keywords: material balance, specific volume method, P/Z analysis

For citation: Kislitsyn, A. A., & Kuznetsov, S. V. (2022). Estimating drainable gas reserves by the method of material balance. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 56-72. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72

Введение

Подсчет запасов нефти и газа — одна из важнейших народно-хозяйственных задач. Среди основных методов подсчета запасов свободного газа можно выделить две большие группы: объемные методы (ОМ) и методы, основанные на принципе материального баланса (МБ) [1–3]. Каждый из методов имеет свои преимущества и недостатки, поэтому постоянно идет их развитие и совершенствование. Объемные методы считаются основными и широко применяются благодаря своей простоте, а также потому, что данные, необходимые для их применения, получают уже в процессе разведки при пробной эксплуатации залежи газа [2, 3]. Однако простота ОМ для сложно построенных залежей, как отмечено в статье [4], часто оказывается кажущейся. Неоднородность по площади и разрезу фильтрационно-емкостных свойств, условий залегания флюидов в ловушках, насыщения пор и т. п. приводит к тому, что объективное выявление каждого из факторов становится проблемой, существенно усложняющей расчет средних значений параметров и объемов залежей.

Если проследить историю уточнения начальных запасов газа основных месторождений севера Западной Сибири, то можно отметить, что последующие оценки запасов объемным методом иногда отличались от предыдущих в два раза и более [5]. В то же время, как показывает анализ, методы МБ дают достаточно стабильные оценки. А именно, по данным

статей [6, 7], после отбора около 30 % от начальных запасов изменения в ту или другую сторону, как правило, не превышают 7 %, и далее в процессе разработки точность расчета возрастает.

Авторы статьи [8] отмечают эффективность метода МБ по сравнению с методом моделирования пласта для прогнозирования результатов интенсивной разработки. Метод моделирования пласта использует достаточно сложную модель для детального изучения поведения пластовых флюидов, требует много времени и вычислительных ресурсов. Преимущество метода МБ в том, что он использует данные о добыче, PVT и усредненных свойствах пласта, то есть требует гораздо меньше данных, но при этом дает достаточно точные результаты.

Одним из условий эффективности применения методов МБ является достаточно высокая точность измерения текущего значения пластового давления (как указано в работе [1], погрешность должна быть не более 0,03 %). В статье [9] исследуются применимость и ограничения стандартных аналитических инструментов для измерения давления широкого спектра углеводородов: от сухого газа до газа, находящегося в состоянии, близком к критическому. Авторы статьи предлагают системный подход, направленный на повышение точности результатов за счет применения нескольких согласованных методов, начиная с первой оценки среднего пластового давления, а затем делая систематические оценки на основе данных о производительности добычи газа. Современные датчики давления, установленные на забое и на поверхности скважины, достаточно хорошо справляются с этой задачей и помогают надежно установить динамические характеристики данной скважины путем анализа переходных процессов.

Другое условие, указанное в работе [1], — неизменность первоначального объема пор, занятых газом, — сильно ограничивало область применимости методов МБ. Поэтому главное направление их развития и совершенствования — возможность применения для залежей, в которых наблюдаются различные внутрислоевые явления, в том числе поступление в залежь пластовой воды. За годы разработки газовых месторождений Крайнего Севера накоплен обширный объем фактического материала по режимам работы залежей, динамике обводнения продуктивных пластов, технологическим режимам работы скважин. В тех случаях, когда есть возможность контролировать и регулировать объем внедрившейся в залежь пластовой воды, методы МБ могут быть с успехом применены как для подсчета и уточнения запасов газа в таких месторождениях, так и для уточнения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов [6, 7]. Необходимым условием обеспечения рациональной разработки является регулирование продвижения пластовых вод; для этого известны различные способы. Необходимость проведения комплекса геолого-технических мероприятий для продления срока эксплуатации добывающих скважин не подвергается сомнению. При этом считается, что на поздней стадии разработки уже невозможно подобрать экономически оправданный способ из-

влечения остаточных низконапорных запасов газа [10]. Однако можно установить временные интервалы начального газового, газоводонапорного и конечного режимов и подсчитать по методу МБ начальные и конечные дренируемые запасы газа, а также объем внедрившейся подошвенной и краевой воды. В этом случае появляется возможность обеспечения рациональной разработки и максимального продления рентабельного периода эксплуатации газовых залежей [10, 11].

Развитие и совершенствование методов МБ идет по разным направлениям. В статье [12] описано успешное применение модифицированного метода материального баланса для газопористого пласта с аномально высоким давлением (более 70 МПа) и с притоком воды. Проблема в данном случае заключается в том, что в процессе добычи газа снижение пластового давления приводит к упругому расширению пористой среды, а также к поднятию газодляного контакта. В статье приведена система нелинейных уравнений материального баланса, учитывающих эти эффекты, а также описана процедура их решения итерационным методом.

В статьях [13, 14] представлен метод МБ, разработанный для нетрадиционных газовых залежей: метана угольных пластов (coalbed methane, сокращенно СВМ), а также сланцевых газовых пластов. Оценка запасов СВМ имеет большое значение с точки зрения безопасности угольных шахт. Кроме того, в последнее время нетрадиционные залежи привлекают внимание как один из ресурсов, способных смягчить проблему нехватки энергии. В статье [13] представлена система уравнений материального баланса для резервуаров СВМ с учетом процесса обезвоживания, растворимости газа, сжимаемости пор, набухания и усадки угля. В статье [14] представлен результат дальнейшего усовершенствования системы уравнений МБ с учетом адсорбированного газа, а также разницы между начальным пластовым давлением и критическим давлением десорбции. Показано, что предложенная система уравнений позволяет достаточно точно определить геологические запасы СВМ.

В заключение приведенного здесь краткого обзора надо отметить еще группу статистических и вероятностных методов (Монте-Карло, латинского гиперкуба, конденсации вероятностных распределений и т. п.), которые в настоящее время все чаще применяются для оценки погрешности при расчете ресурсов углеводородов. Это объясняется как совершенствованием вычислительных технологий, так и необходимостью оценивать неопределенности и риски при подсчете запасов нефти и газа по международным стандартам. На начальных стадиях изучения и освоения месторождения в условиях неполноты и значительной неопределенности исходной информации применение современных методов и алгоритмов на основе вероятностных моделей повышает достоверность первоначальной оценки запасов углеводородов [15–17].

Объект и методы исследования

Метод МБ был применен нами к оценке запасов газа в двух пластах одного из месторождений Ямала, аналогичного тем, что описаны в статьях [18, 19]. При этом в методы оценки нами были внесены существенные изменения, описанные ниже. Краткое сообщение об этом было сделано нами в докладе на конференции [20]; в данной статье мы представляем более подробное изложение методики и результатов этой работы.

Основой метода МБ является уравнение, которое можно записать в виде

$$\left(\frac{P}{Z}\right) = \left(\frac{P}{Z}\right)_{in} - \frac{p_0 \cdot \Sigma Q_g \cdot T_{st}}{(K_g \cdot V - \Sigma Q_w) \cdot T_0}, \quad (1)$$

где P/Z — текущее приведенное пластовое давление; $(P/Z)_{in}$ — начальное значение P/Z ; p_0 — атмосферное давление; ΣQ_g — накопленный отбор газа к текущему моменту времени, приведенный к стандартным условиям; T_{st} — пластовая температура; T_0 — температура при стандартных условиях; K_g — коэффициент газонасыщенности (доли единицы); V — поровый объем газового месторождения; Z — коэффициент сверхсжимаемости газа; ΣQ_w — суммарный объем внедрившейся в залежь пластовой воды.

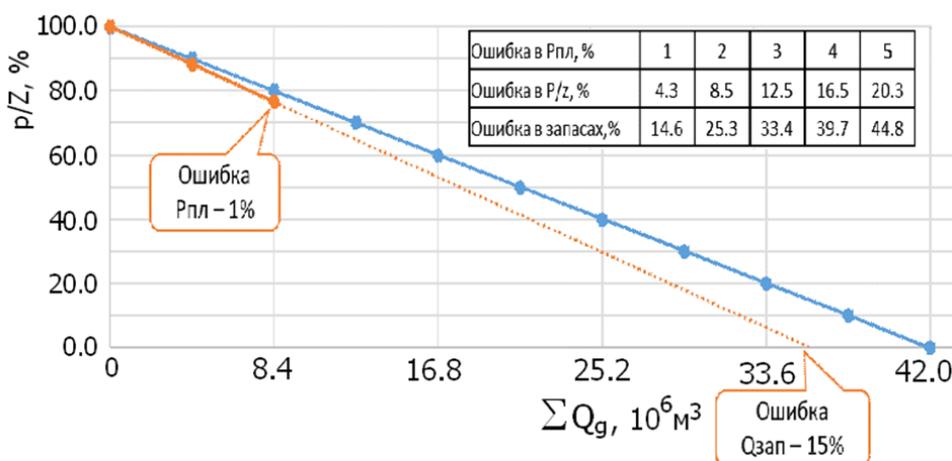


Рис. 1. Пример P/Z анализа

Если объемом ΣQ_w можно пренебречь, то зависимость P/Z от ΣQ_g представляет собой прямую линию. На этом основан простейший вариант метода МБ для оценки запасов газовых месторождений, который часто называют «методом падения давления» или «простым анализом P/Z ». На график (рис. 1, синие точки) по оси ординат наносят значения приведенного давления P/Z (в процентах от $(P/Z)_{in}$), а по оси абсцисс — значения

накопленных отборов газа на соответствующую дату отбора. По этим точкам строят прямую линию до пересечения с осью абсцисс. Значение $\sum Q_g$ в точке пересечения должно соответствовать начальным запасам газовой залежи.

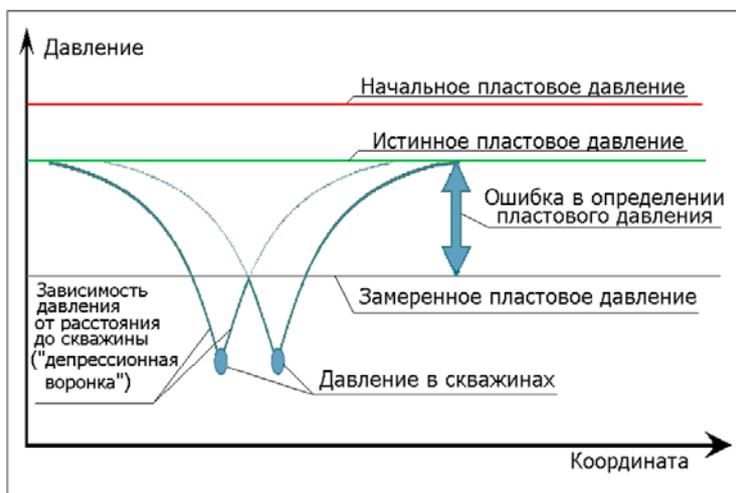


Рис. 2. Схематическое представление замеренного давления

На практике, однако, по ряду причин измеренные значения давления отклоняются от прямой линии. Одна из причин связана с тем, что с течением времени, как отмечено в статье [5], газовые скважины формируют вокруг себя депрессионные воронки с границами, определяемыми интерференцией соседних скважин. Наглядно причина ошибки в определении пластового давления изображена на рисунке 2. Глубина депрессионных воронок тем больше, чем ниже проницаемость газонасыщенного пласта и чем больше дебит скважины. Поэтому при замерах в таких скважинах будет определяться не истинное пластовое давление, а давление в зоне отбора, которое может быть значительно ниже пластового. В этом случае даже при небольшой ошибке в оценке давления из-за экстраполяции на большой отрезок по абсциссе запасы газа будут определены с существенной погрешностью (см. рис. 1, оранжевая линия). Поэтому для проведения корректной оценки запасов газового месторождения надо использовать не давление в зоне отбора, а средневзвешенное давление по всему газонасыщенному объему.

Под термином «средневзвешенное пластовое давление» p_{av} в данном случае надо понимать усредненное по объему пласта значение давления, которое установилось бы (через достаточно продолжительное время) после одновременной остановки всех скважин при условии стационарности всех флюидальных контактов (газонефтяного, водонефтяного и газовойдяного). Наиболее верным, с нашей точки зрения, методом определения p_{av} является

«умножение» карты изобар на карту «эффективных газонасыщенных толщин» H_{ef} . На рисунке 3 слева изображена карта пластовых давлений некоторого месторождения, а справа — карта H_{ef} этого же месторождения, полученная умножением локальной толщины пласта (с учетом границ флюидальных контактов) на локальные безразмерные коэффициенты пористости и газонасыщенности.

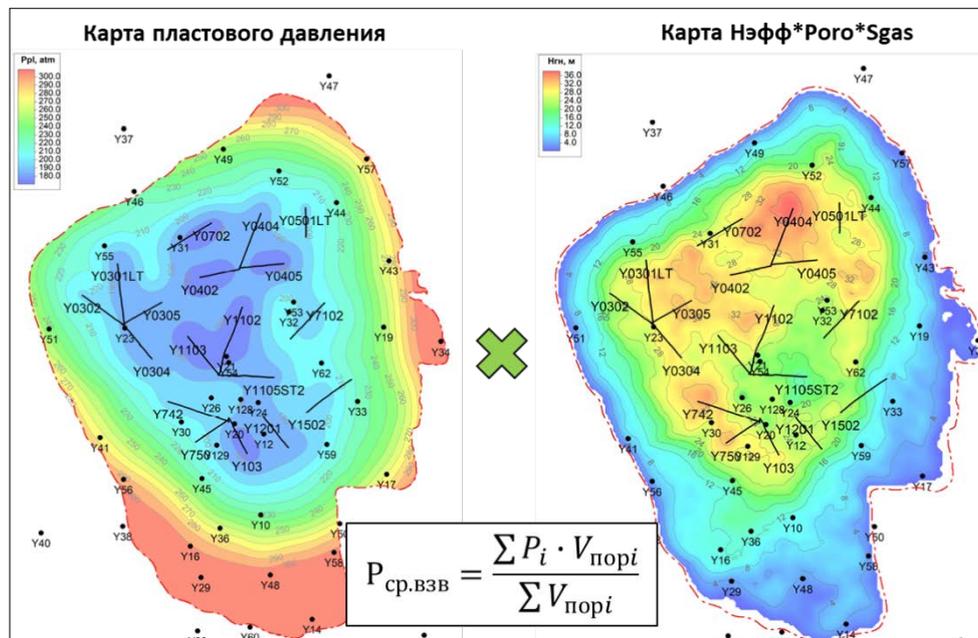


Рис. 3. Осреднение пластового давления методом взвешивания на газонасыщенный объем

Площадь месторождения надо разделить на N элементов и обозначить площади этих элементов через ΔS_i . Умножая площадь каждого i -го элемента на соответствующую «эффективную газонасыщенную толщину» H_{ef_i} , получаем для данного элемента «эффективный» объем пор ΔV_i , заполненных газом. Суммируя все ΔV_i , находим «эффективный» объем пор всего месторождения. Умножая пластовое давление p_i данного i -го элемента на соответствующий объем ΔV_i , суммируя их и деля на суммарный «эффективный» объем пор всего месторождения, находим средневзвешенное пластовое давление

$$P_{av} = \frac{\sum_{i=1}^N p_i \Delta V_i}{\sum_{i=1}^N \Delta V_i}. \quad (2)$$

Аналогичная формула приведена также в статье [4], где соответствующий способ осреднения (способ удельных объемов) охарактеризован как наиболее эффективный.

Для построения карты изобар на конкретную дату необходимы значения давлений по скважинам, определенные в результате гидродинамических исследований (ГДИ). Однако периодичность замеров пластового давления по каждой скважине, а также охват фонда по площади не позволяют производить построение карты изобар с необходимой частотой. В лучшем случае карту изобар можно детально воспроизвести с дискретностью один раз в год. Для проведения оперативного анализа разработки такого шага построения часто бывает недостаточно.

Для увеличения частоты построения карт изобар (например, на каждый месяц) нужны дополнительные данные по пластовому давлению. Для этого мы предлагаем производить интерполяцию значений пластового давления с помощью методики пересчета через продуктивность скважин (рис. 4).

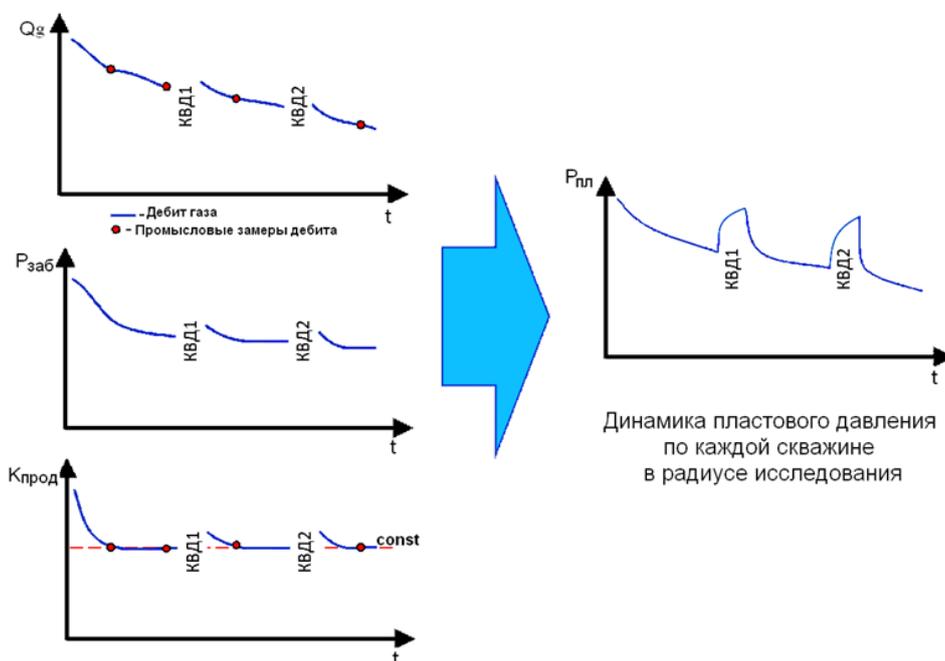


Рис. 4. Алгоритм интерполяции пластового давления по скважине

Суть метода заключается в использовании двучленной формулы для притока газа [21]:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aQ_g + bQ_g^2, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ — давление на контуре питания (R_k), МПа; $P_{заб}$ — давление на забое скважины, МПа; Q_g — дебит газоконденсатной смеси, приведенный к стандартным условиям, тыс. м³/сут; a и b — фильтрационные коэффициенты, определяемые при исследовании скважины методом индикаторной диаграммы. Входными данными для расчета являются динамика дебита газа и

динамика забойного давления. Далее, в предположении постоянных фильтрационных коэффициентов a и b и, как следствие, постоянной продуктивности скважины динамика пластового давления интерполируется между значениями, определенными по ГДИ, то есть инструментально замеренными. Данный подход позволяет определить динамику пластового давления каждой скважины внутри определенной области дренирования. После этого на нужный шаг строится карта изобар и производится взвешивание по алгоритму, описанному выше на рисунке 3.

Результаты и обсуждение

Описанный алгоритм мы применили к оценке запасов газа в двух пластах одного из месторождений Ямала. При разработке этого месторождения горизонтальные скважины были проведены от кровли до подошвы с последующим выполаживанием и восходящей траекторией до кровли пласта; нулевой обшей и механический скин-фактор был подтвержден по кривой восстановления давления.

Приведенная выше формула (3) дает зависимость продуктивности вертикальных газовых скважин от пластового давления, и ее применимость к горизонтальным и наклонно направленным скважинам заранее не очевидна. Исследования, посвященные определению продуктивности горизонтальных и пологих газовых скважин, были проведены в течение последних двух десятилетий в Российском государственном университете нефти и газа (национальном исследовательском университете) им. И. М. Губкина, а также в Тюменском индустриальном университете. В частности, в главе 4 учебного пособия [22] для определения производительности горизонтальных скважин рекомендован ряд формул, эквивалентных формуле (3), и несколько вариантов вычисления фильтрационных коэффициентов a и b , различающихся формами зон дренирования горизонтальной скважиной, а также характером принятых упрощающих предположений. При этом сделана оговорка, что некоторые из рекомендаций носят ориентировочный и временный характер и в дальнейшем могут быть усовершенствованы. В статье [23] рассмотрена работа перфорированной пологой (направленной под небольшим углом к горизонту) газовой скважины в однородно-анизотропном пласте в стационарном режиме. Показано, что при достаточно большой длине пологого ствола (более 100 метров) можно применить линейный закон фильтрации. Считая перфорационные отверстия точечными источниками, для каждого участка между этими отверстиями записаны уравнения для изотермического потока газа. Полученная таким образом система уравнений решается методом итераций. Приведены графики распределения скорости потока и давления по пологому стволу и получен важный результат: существуют предельные значения плотности перфорации и длины ствола, превышение которых уже не приводит к росту производительности скважины.

Результаты оценки запасов газовых месторождений Ямала представлены на рисунках 5 и 6, где синими кружками показаны значения p_{av} , вычисленные по формуле (2) с учетом формулы (3), по данным на 01.08.2019. Средневзвешенное пластовое давление первого пласта составило $p_{av} = 207,54$ атм (73,7 % от начального) при накопленных отборах в 32 % от начального запаса газа. По второму пласту p_{av} оказалось равным 185,2 атм (64,9 % от начального) при отборах от начального запаса в 38 %. На этих же графиках, для сравнения, красным цветом показаны результаты простого анализа P/Z , которые, как видно на графиках, дают ошибку в определении дренируемых запасов по пласту 1 — 20 %, по пласту 2 — 13 %.

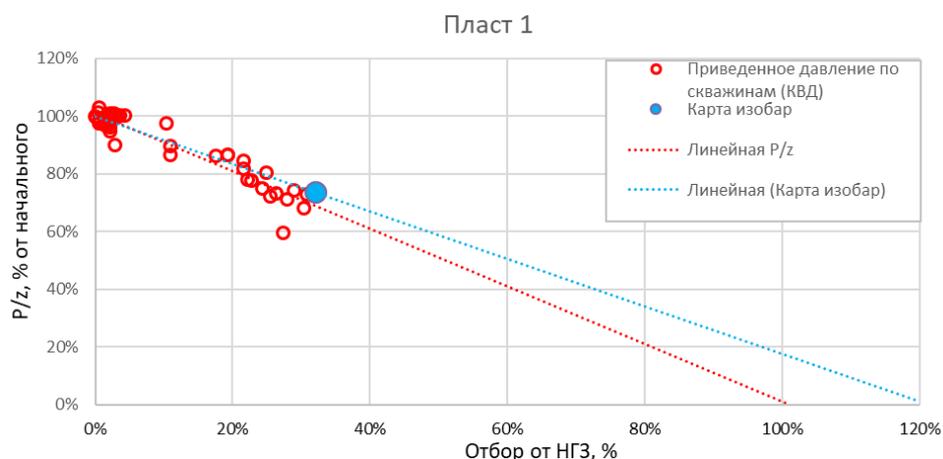


Рис. 5. Сравнение оценки дренируемых запасов. Пласт 1

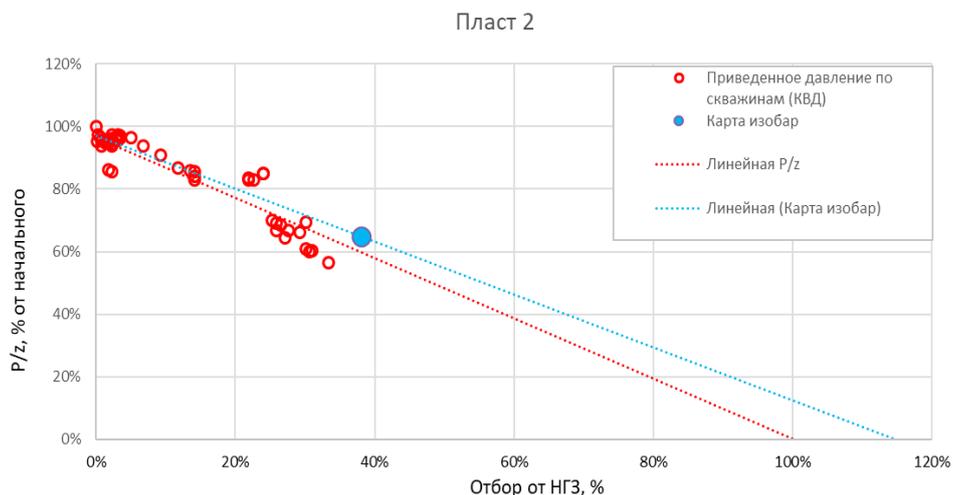


Рис. 6. Сравнение оценки дренируемых запасов. Пласт 2

Результаты оценки дренируемых запасов с помощью описанной выше методики были сравнены также с исходной геологической моделью (ГМ), актуализированной на ту же дату: 01.08.2019, результаты приведены в таблице 1. Оказалось, что по пласту 2 оцениваемые запасы газа соответствуют ГМ, а по пласту 1 — на 18,4 % ниже исходных геологических запасов.

Таблица 1

Результаты сравнения запасов по пластам

Пласт	Разница в запасах (ГМ_vs_МБ), %	Проницаемость, мД
1	-18,4	6,7
2	-0,1	31,5

Для объяснения этого различия было сделано предположение о различной связности пластов по вертикали и проанализирован гидродинамический каротаж (ГДК) по пилотным стволам, пробуренным в различное время (рис. 7, 8). Как видно на этих рисунках, пласту 2 соответствует равномерная выработка по газонасыщенной части (на каротажах красным закрашен газ, бирюзовым — вода). В то же время по пласту 1 выделяются две условные области дренирования (хорошо видно на скважине 1109_PL). Значения давления в верхней части — 184–187 атм, в нижней — 216–220 атм, то есть разница в давлениях более чем 30 атм.

Для пласта 1 выполнена оценка динамики дренируемых объемов за весь период разработки по методике, представленной в работе [24]. Предпочтение данной методике (по сравнению с методикой «средней скважины») отдано на основании статьи [24] и ряда других работ С. В. Колбикова. В последней редакции научно-методической документации по подсчетам запасов газа по падению пластового давления включена именно методика удельного пластового давления. По результатам оценки суммарный дренируемый скважинами объем пласта ниже газонасыщенного объема, определенного в геологической модели приблизительно на то же относительное значение — 18,8 % (см. рис. 8). Одинаковые отличия в дренируемых объемах залежи и дренируемых запасах говорят о корректности представленного алгоритма оценки, а результаты ГДК по пилотным стволам — о разноскоростной выработке по разрезу и наличию невовлеченных в разработку запасов газа.

По результатам анализа динамики дренируемых объемов (рис. 9) отмечены также процессы внедрения воды в залежь. Данный факт связан с латеральным движением приконтурной воды в залежь по участкам коллектора со структурным падением. Различия в объеме дренируемых объемов залежи и в суммарном газонасыщенном объеме в геологической модели, а также разноскоростная выработка объясняются различной полнотой вскрытия разреза добывающими скважинами (см. рис. 10, пунктирными линиями отмечены невовлекаемые в разработку запасы газа).

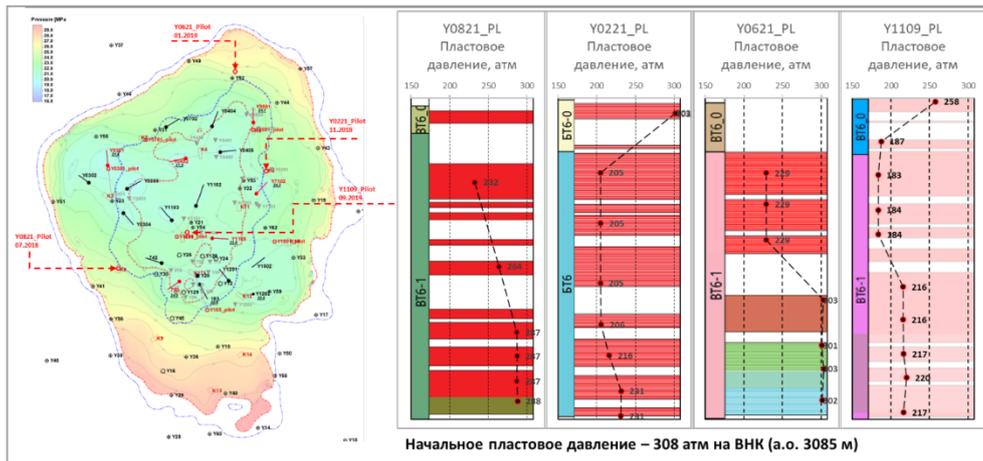


Рис. 7. Результаты гидродинамического картожа. Пласт 1

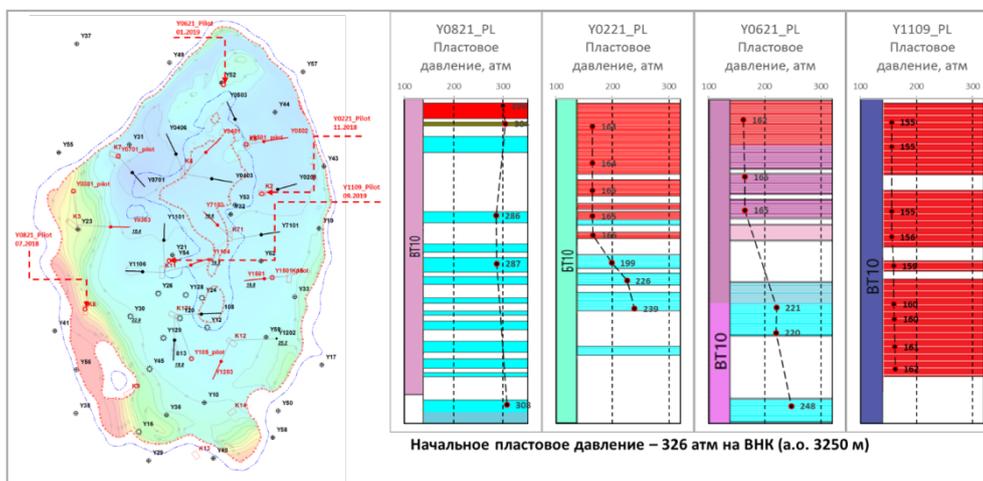


Рис. 8. Результаты гидродинамического картожа. Пласт 2

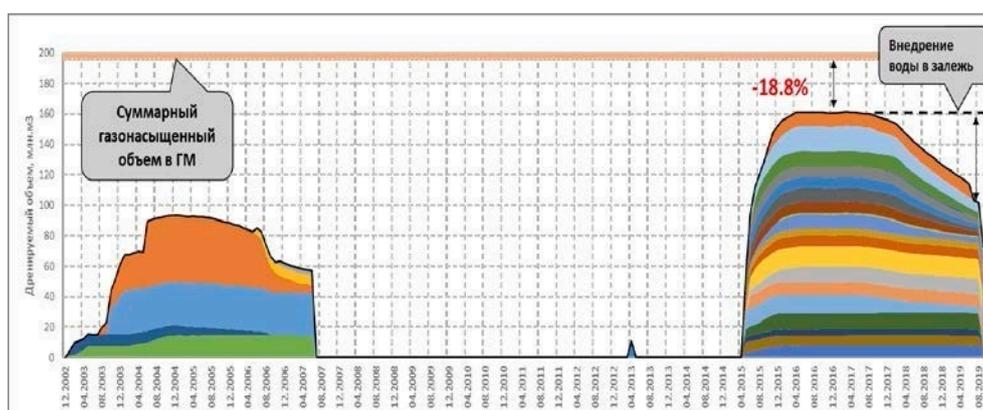


Рис. 9. Динамика дренируемого объема. Пласт 1

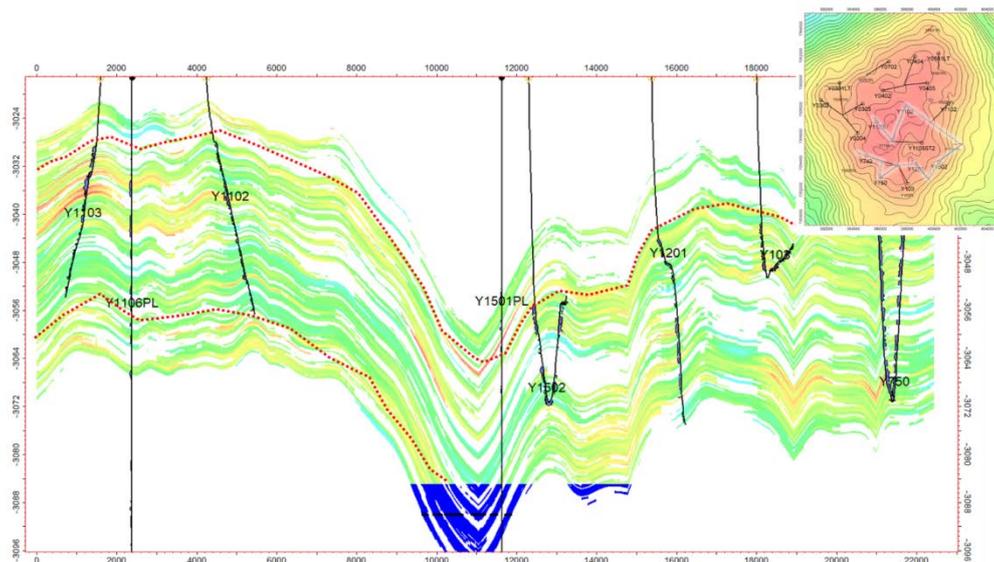


Рис. 10. Схема вскрытия пласта добывающими скважинами. Пласт 1

Выводы

1. Выполнен анализ корректности осреднения пластового давления для оценки материального баланса по газовым залежам. Выбрана наиболее корректная методика осреднения — взвешивание давления на газонасыщенный объем залежи. Отличие в графоаналитической оценке дренируемых запасов по предлагаемой методике составило от 10 до 20 % от простого P/Z анализа.

2. Представлен алгоритм, позволяющий увеличить частоту построения карт изобар путем интерполяции значений замеров пластового давления на основании промысловых данных.

3. Методом материального баланса выполнен анализ дренируемых запасов двух газовых залежей месторождения Ямала. По результатам анализа выявлено отличие по объему дренируемых запасов с геологической моделью для низкопроницаемого пласта. Разница в оценке объемов запасов методом материального баланса с использованием карты изобар составила 18 % от начальных геологических запасов по ГМ.

4. По низкопроницаемому пласту выполнен анализ причин расхождения дренируемых запасов и выявлены факт разноскоростной выработки по разрезу и наличие невовлеченных запасов.

Список источников

1. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа : учебное пособие / М. А. Жданов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1981. – 453 с. – Текст : непосредственный.

2. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа : учебник / И. С. Гутман. – Москва : Недра, 1985. – 223 с. – Текст : непосредственный.
3. Орешкин, И. В. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа : учебное пособие / И. В. Орешкин, М. П. Логинова, А. Т. Колотухин. – Саратов : Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, 2015. – 96 с. – Текст : непосредственный.
4. Гутман, И. С. Оптимизация формулы объемного метода для подсчета запасов нефти и газа / И. С. Гутман, М. И. Саакян. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2013. – № 2 (39). – С. 36–42.
5. Ефремов, А. А. Определение средневзвешенного пластового давления при подсчете запасов методом материального баланса / А. А. Ефремов, А. Н. Лапердин, В. Н. Маслов. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2011. – № 5. – С. 56–58.
6. Лапердин, А. Н. Анализ эффективности методов подсчета запасов газа для разрабатываемых залежей севера Западной Сибири / А. Н. Лапердин, А. А. Ефремов, В. А. Хилько. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2011. – № 5. – С. 52–55.
7. Ефремов, А. А. Оценка эффективности применения методов подсчета запасов для газовых залежей / А. А. Ефремов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 5 (101). – С. 11–17.
8. How Powerful Material Balance Analysis Method for Predicting Gas Flooding Performance / H. R. Sutoyo, T. Ariadji, P. A. Aziz, M. L. Mahendra. – Text : electronic // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, October 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/176253-MS>.
9. Kabir, C. S. Material-balance analysis of gas and gas-condensate reservoirs with diverse drive mechanisms / C. S. Kabir, B. Parekh, M. A. Mustafa. – DOI 10.1016/j.jngse.2016.04.004. – Direct text // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 32. – P. 158–173.
10. Ефремов, А. А. Комплекс мероприятий по продлению рентабельного периода эксплуатации газовых залежей / А. А. Ефремов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 2 (104). – С. 28–34.
11. Федорцов, В. К. Подсчет запасов газа методом материального баланса по материалам разработки залежи в режиме естественного истощения / В. К. Федорцов, Е. В. Бажанова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2012. – № 6 (97). – С. 66–73.
12. New material balance analysis method for abnormally high-pressured gas-hydrocarbon reservoir with water influx / Y. Jiao, J. Xia, P. Liu [et al.]. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2017.04.190. – Direct text // International Journal of Hydrogen Energy. – 2017. – Vol. 42, Issue 29. – P. 18718–18727.
13. Development of material balance equations for coalbed methane reservoirs considering dewatering process, gas solubility, pore compressibility and matrix shrinkage / J. Shi, Y. Chang, S. Wu [et al.]. – DOI 10.1016/j.coal.2018.06.010. – Direct text // International Journal of Coal Geology. – 2018. – Vol. 195. – P. 200–216.
14. Han, G. Flowing material balance method with adsorbed phase volumes for unconventional gas reservoirs / G. Han, M. Liu, Q. Li. – DOI 10.1177/0144598719880293. – Direct text // Energy Exploration & Exploitation. – 2020. – Vol. 38, Issue 2. – P. 519–532.

15. Алтунин, А. Е. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный университет. – Тюмень : ТюмГУ, 2005. – 220 с. – Текст : непосредственный.
16. Алтунин, А. Е. Вероятностные и нечеткие модели оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, О. А. Ядрышникова. – DOI 10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3, № 2. – С. 85–99.
17. Ахмедов, Э. Г. Подсчет запасов нефти и газа по международным стандартам и оценка геологических рисков / Э. Г. Ахмедов, Ф. В. Рагимов. – Текст : непосредственный // Молодежь в науке – 2017 : сборник материалов Международной конференции молодых ученых : в 2 частях. – Минск, 2018. – С. 324–332.
18. Комплексный подход к изучению газовой шапки в пласте ПК1-3 / А. В. Поднебесных, К. А. Малышевская, Т. С. Малышевская, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 6 (108). – С. 13–18.
19. Использование искусственных нейронных сетей для прогнозирования динамики обводнения горизонтальных скважин / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов, А. В. Поднебесных, А. М. Грановский. – DOI 10.21684/2411-7978-2019-5-4-160-180 – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Т. 5, № 4 (20). – С. 160–180.
20. Кислицын, А. А. Оценка запасов газового месторождения методом материального баланса / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России : материалы 10-й Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Якутск, 2020. – С. 218–222.
21. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика : учебное пособие / И. А. Чарный. – Москва : Гостоптехиздат, 1963. – 396 с. – Текст : непосредственный.
22. Алиев, З. С. Исследование горизонтальных скважин : учебное пособие / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. – Москва : Нефть и газ, 2004. – 300 с. – Текст : непосредственный.
23. Сохошко, С. К. Профиль притока к пологому стволу газовой скважины на стационарном режиме / С. К. Сохошко. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 26–29.
24. Колбиков, С. В. Методы подсчета запасов по падению пластового давления / С. В. Колбиков. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1999. – № 1. – С. 18–22.

References

1. Zhdanov, M. A. (1981). *Neftegazopromyslovaya geologiya i podschet zapasov nefti i gaza*. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 453 p. (In Russian).

2. Gutman, I. S. (1985). *Metody podscheta zapasov nefiti i gaza*. Moscow, Nedra Publ., 223 p. (In Russian).
3. Oreshkin, I. V., Loginova, M. P., & Kolotukhin, A. T. (2015). *Podschet zapasov i oценка resursov nefiti i gaza*. Saratov, Volzhskiy nauchno-issledovatel'skiy institut geologii i geofiziki Publ., 96 p. (In Russian).
4. Gutman, I. S., & Saakyan, M. N. (2013). Optimization of the formula to volumetric calculate the oil and gas reserves. *Nedropolzovanie XXI vek*, (2(39)), pp. 36-42. (In Russian).
5. Efremov, A. A., Laperdin, A. N., & Maslov, V. N. (2011). *Opreделение srednevzveshennogo plastovogo davleniya pri podschete zapasov metodom material'nogo balansa*. *Nauka i TEK*, (5), pp. 56-58. (In Russian).
6. Laperdin, A. N., Efremov, A. A., & Khilko, V. A. (2011). *Analiz effektivnosti metodov podscheta zapasov gaza dlya razrabatyvaemykh zalezhey severa Zapadnoy Sibiri*. *Nauka i TEK*, (5), pp. 52-55. (In Russian).
7. Efremov, A. A. (2013). Evaluation of the reserves estimation methods effectiveness for gas deposits. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (5(101)), pp. 11-17. (In Russian).
8. Sutoyo, H. R., Ariadji, T., Aziz, P. A., & Mahendra, M. L. (2015). *How Powerful Material Balance Analysis Method for Predicting Gas Flooding Performance*. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, October 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/176253-MS>
9. Kabir, C. S., Parekh, B., & Mustafa, M. A. (2016). Material-balance analysis of gas and gas-condensate reservoirs with diverse drive mechanisms. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, (32), pp. 158-173. (In English). DOI: 10.1016/j.jngse.2016.04.004
10. Efremov, A. A. (2014). Package of measures aimed at extension of the gas deposits operation commercial period. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (2(104)), pp. 28-34. (In Russian).
11. Fedortsov, V. K., & Bazhanova, E. V. (2012). *Podschet zapasov gaza metodom material'nogo balansa po materialam razrabotki zalezhi v rezhime estestvennogo istoshcheniya*. *Gornye Vedomosti*, (6(97)), pp. 66-73. (In Russian).
12. Jiao, Y., Xia, J., Liu, P., Zhang, J., Li, B., Tian, Q., & Wu, Y. (2017). New material balance analysis method for abnormally high-pressured gas-hydrocarbon reservoir with water influx. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(29), pp. 18718-18727. (In English). DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.04.190
13. Shi, J., Chang, Y., Wu, S., Xiong, X., Liu, C., & Feng, K. (2018). Development of material balance equations for coalbed methane reservoirs considering dewatering process, gas solubility, pore compressibility and matrix shrinkage. *International Journal of Coal Geology*, 195, pp. 200-216. (In English). DOI: 10.1016/j.coal.2018.06.010
14. Han, G., Liu, M., & Li, Q. (2020). Flowing material balance method with adsorbed phase volumes for unconventional gas reservoirs. *Energy Exploration & Exploitation*, 38(2), pp. 519-532. (In English). DOI: 10.1177/0144598719880293
15. Altunin, A. E., & Semukhin, M. V. (2005). *Raschety v usloviyakh riska i neopredelennosti v neftegazovykh tekhnologiyakh*. Tyumen, Tyumen State University Publ., 220 p. (In Russian).
16. Altunin, A. E., Semukhin, M. V., & Yadryshnikova, O. A. (2017). Probabilistic and Fuzzy Models to Evaluate Uncertainties and Risks Related to HC Reserves Estimation. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 3(2), pp. 85-99. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99

17. Akhmedov, E. H., & Rahimov, F. V. (2018). Estimation of oil and Gas reserves and risk assessment using international methods. *Molodezh v nauke: Proceedings of the International Conference of Young Scientists: in 2 parts*. Minsk, pp. 324-332. (In Russian).
18. Podnebesnykh, A. V., Malyshevskaya, K. A., Malyshevskaya, T. S., & Ovchinnikov, V. P. (2014). Integrated approach to investigation of gas cap in the formation PK1-3. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (6), pp. 13-18. (In Russian).
19. Kislitsyn, A. A., Kuznetsov, S. V., Podnebesnykh, A. A., & Granovsky, A. M. (2019). Using neural networks for predicting the dynamics of water cut of horizontal wells. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 5(4(20)), pp. 160-180. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-160-180
20. Kislitsyn, A. A., & Kuznetsov, S. V. (2020). Evaluation of drainable gas reserves by the method of material balance. *Geology and mineral resources of the north-east of Russia: Proceedings of the 10th All-Russian Scientific and Practical Conference with international participation*. Yakutsk, pp. 218-222. (In Russian).
21. Charnyy, I. A. (1963). *Podzemnaya gidrogazodinamika*. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 396 p. (In Russian).
22. Aliev, Z. S., & Bondarenko, V. V. (2004). *Issledovanie gorizontal'nykh skvazhin*. Moscow, Neft' i gaz Publ., 300 p. (In Russian).
23. Sokhoshko, S. K. (2016). Profile of the inflow to a sloping gas well bore in the stationary mode. *Oilfield Engineering*, (5), pp. 26-29. (In Russian).
24. Kolbikov, S. V. (1999). *Metody podscheta zapasov po padeniyu plastovogo davleniya*. *Gazovaya promyshlennost'*, (1), pp. 18-22. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

Кислицын Анатолий Александрович, доктор физико-математических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, a.a.kislitsyn@utmn.ru

Anatoliy A. Kislitsyn, Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen, a.a.kislitsyn@utmn.ru

Кузнецов Сергей Викторович, кандидат физико-математических наук, координатор проекта ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

Sergey V. Kuznetsov, Candidate of Physics and Mathematics, Project Coordinator of Gazpromneft STC LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 01.06.2022; одобрена после рецензирования 04.10.2022; принята к публикации 10.10.2022.

The article was submitted 01.06.2022; approved after reviewing 04.10.2022; accepted for publication 10.10.2022.

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

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

УДК 622.243.27.05
DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-73-82

Исследование бесштанговой технологии добычи нефтегазового флюида в искривленных скважинах

А. Н. Лищук^{1*}, С. А. Леонтьев², Д. О. Степанов³, А. Т. Нагиев³

¹АО «Группа ГМС», Москва, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³Филиал АО «ГМС Нефтемаш», Москва, Россия

*lan@hms.ru

Аннотация. В статье представлены результаты опытно-промышленных испытаний плунжерной погружной насосной установки на наклонно направленной скважине Ромашкинского месторождения. Сравниваются эксплуатационные параметры (потребления электроэнергии и развиваемого момента приводом при работе в установившемся режиме) бесштанговой технологии добычи нефти с применением установок штанговых глубинных насосов и традиционных станков-качалок.

Подробно рассматриваются инклинометрические параметры ствола скважины, приводятся определенные характеристики энергопотребления, а также данные по развиваемому в процессе работы крутящему моменту на валу привода опытной плунжерной погружной насосной установки, полученные во время прохождения промышленных испытаний.

Рассмотрев полученные экспериментальные результаты, авторы статьи сделали вывод, что новая бесштанговая технология добычи нефти принципиально доказывает свою работоспособность в условиях эксплуатации в наклонно направленной скважине, а энергетические показатели подтверждают эффективность и в данном случае значительно превосходят установки на базе штанговых глубинных насосов.

Ключевые слова: бесштанговая технология, механизированные способы добычи нефти, плунжерное насосное оборудование, энергопотребление

Для цитирования: Исследование бесштанговой технологии добычи нефтегазового флюида в искривленных скважинах / А. Н. Лищук, С. А. Леонтьев, Д. О. Степанов, А. Т. Нагиев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-73-82 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 73–82.

Investigating the rodless technology of oil and gas fluid production in deviated wells

Alexander N. Lishchuk^{1*}, Sergey A. Leontiev², Dmitry O. Stepanov³,
Ali T. Nagiev³

¹HMS Group JSC, Moscow, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³Branch of HMS Neftemash JSC, Moscow, Russia

*lan@hms.ru

Abstract. The article presents the results of field trials of an experimental plunger submersible pumping unit on a directional well at the Romashkino oil field. The authors compare the performance parameters (electricity consumption and torque developed by the drive during steady-state operation) of the rodless oil production technology to the use of rod pump units and traditional pumping units.

It is dealt with the inclinometric parameters of the wellbore, certain characteristics of energy consumption, as well as data on the torque developed during operation on the drive shaft of an experimental plunger submersible pumping unit obtained during field trials.

The authors of the article considered the experimental results obtained and came to the conclusion that the new rodless technology of oil production fundamentally proves its performance under operating conditions in a directional well, and the energy indicators confirm the efficiency and significantly exceed installations based on rod pumps.

Keywords: rodless technology, mechanized methods of oil production, plunger pumping equipment, energy consumption

For citation: Lishchuk, A. N., Leontiev, S. A., Stepanov, D. O., & Nagiev, A. T. (2022). Investigating the rodless technology of oil and gas fluid production in deviated wells. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 73-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-73-82

Введение

В настоящее время в условиях осложненной эксплуатации скважин (низкий приток флюида, низкая проницаемость и неоднородность эксплуатационных объектов, сложный профиль скважин) снижается надежность работы стандартного глубинно-насосного оборудования (ГНО). Это приводит к необходимости поиска новых механизированных способов добычи нефти [1–13].

В данной статье приводятся результаты опытно-промышленных испытаний по применению бесштанговой технологии с применением плунжерного насосного оборудования на скважине Ромашкинского месторождения. Данная технология сравнивается с традиционным способом добычи с применением установок штанговых глубинных насосов (УШГН) и традиционных станков-качалок.

Объект и методы исследования

Работоспособность узлов бесштанговой установки почти не зависит от ее пространственной ориентации и создает возможность для реализации освоения наклонно направленных скважин. Разработанную технологию исследовали на нефтяной скважине Ромашкинского месторождения, инклинометрические данные которой представлены на рисунках 1 и 2.

Рассматриваемая скважина имеет четырехинтервальный профиль с участком набора параметров кривизны на глубинах 100–200 м при максимальной интенсивности набора кривизны, что является критичным показателем для профиля наклонно направленной скважины [14–18]. На практике добыча штанговым методом в скважинах подобного типа часто сопровож-

дается обрывом штанг на глубинах около 100–200 метров в интервале увеличения зенитного угла (табл. 1).

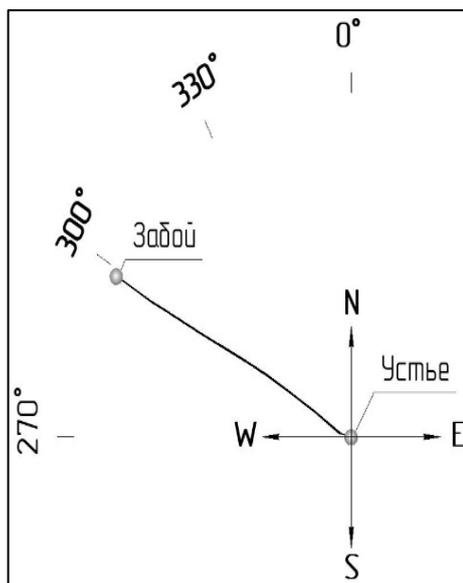


Рис. 1. Азимутальная ориентировка ствола

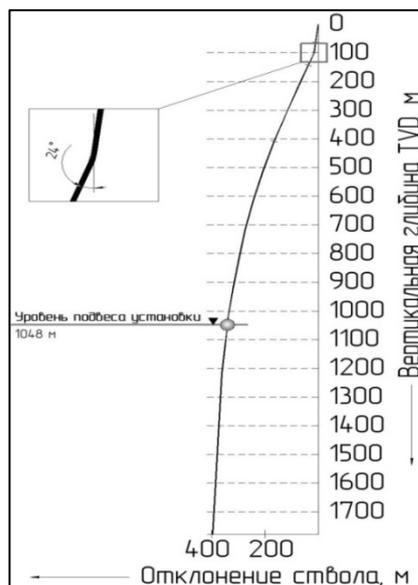


Рис. 2. Инклинометрические данные скважины апробации

Таблица 1

Параметры четырехинтервального профиля скважины

Длина скважины по стволу, м	Зенитный угол, град.	Азимут, град.	Отклонение от вертикали, м
0	0	0	0
100	10	285	5,3
200	24	304	30,3
300	23,3	302	70,6
400	22,3	301	109,7
500	20	298	145,8
600	18	297	178,4
700	16	296	203
800	13,3	297	233,4
900	12,3	298	255,9
1 000	11,3	297	277,5
1 100	9,3	296	295,9
1 200	9	298	312,1
1 300	8,45	302	327,6
1 400	8,15	300	342,2
1 500	8	300	356,3
1 600	10	303	371
1 700	8,15	306	387
1 780	6	300	397

В нашем случае при отсутствии глубинных штанг события их обрыва исключаются. При этом энергия на подъем продукции из скважины с глубины 1 048 метров (место расположения бесштанговой установки) расходуется только на перемещение плунжера насоса, так как не требуется ее расход на преодоление силы трения.

Экспериментальная часть

Известно [13], что надежность и работоспособность штанговой колонны напрямую зависит от профиля скважины. При эксплуатации УШГН в пространственно искривленных стволах повышаются риски, связанные с обрывом или отворотом штанг, что приводит к срыву подачи скважинной продукции и аварийной остановке добычи нефти. Указанные аварийные ситуации возникают в результате действия циклических факторов, вызванных силами трения штанги о колонну, изгибающимися и крутящимися моментами, обусловленными кривизной профиля скважины, а также растягивающими нагрузками [19], воспринимаемыми штангами в момент изменения направления движения колонны.

Зависимость силы трения воспринимаемой штангой от угла пространственного искривления ствола скважины выглядит следующим образом:

$$P_{тр} = f \cdot \beta \cdot (P_{ж} + K_{пл} \cdot P_{ш}), \quad (1)$$

где f — коэффициент трения штанги о трубу; β — угол пространственного искривления ствола; $P_{ж}$ — вес жидкости, Н; $K_{пл}$ — коэффициент плавучести штанги; $P_{ш}$ — вес штанги в воздухе, Н.

Эмпирически полученные результаты замеров на скважинах с различными инклинометрическими характеристиками [20] показывают количественное значение силы $P_{тр}$ в диапазоне от 9 до 32 кН. То есть, помимо очевидных негативных последствий эксплуатации под воздействием данной силы, ведущей к истиранию штанг насосных установок и разрушению тела ствола скважины, имеются существенные энергетические потери на ее преодоление, в отдельных случаях, при рассмотрении малодобитного сектора оборудования, увеличивающие потребляемую мощность насосной установки в 1,5–2,0 раза.

Экспериментально установленное максимальное значение крутящего момента напрямую не является критичным, около 6 Н·м, при этом оно также может стать осложняющим фактором при невнимательности во время монтажа колонны штанг, связанной с недостаточным моментом затяжки резьбовых соединений [19].

Очевидно, что в случае использования предлагаемой концепции эксплуатации малодобитного фонда скважин — технологии с применением погружной плунжерной насосной установки, в составе которой отсутствуют глубинные штанги, исключается возможность возникновения описан-

ных выше негативных факторов. Отсутствие традиционного станка-качалки, в свою очередь, влечет к снижению энергозатрат и металлоемкости всей установки по добыче нефти. На рисунке 3 приведена схема данной установки [21].

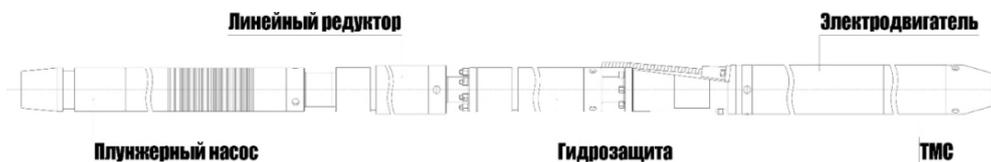


Рис. 3. Схема погружной нефтяной плунжерной насосной установки

В состав рассматриваемой насосной установки входят следующие основные технические узлы: насос плунжерный ННЛ; гидромеханический погружной редуктор ГМПР; гидрозащита ГТМА5ЛДЭ; электродвигатель ПЭДТ; система погружной телеметрии ТМС; станция управления OSA; трансформатор ТМПН; удлинитель кабельный КЭСБП; кабельная линия КПБП.

Результаты

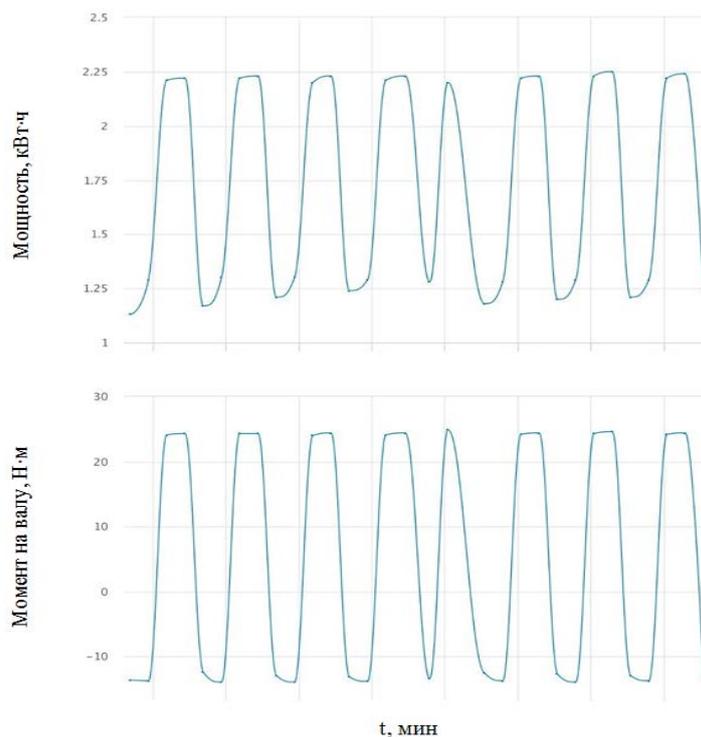


Рис. 4. График потребления электроэнергии и развиваемого момента приводом при работе в установившемся режиме

В течение 6 месяцев в рамках опытно-промышленных испытаний на скважине проводили регистрацию характеристик по потребляемой мощности и развиваемому моменту привода установки в процессе испытаний новой погружной плунжерной насосной установки на режиме добычи 3,0–3,5 м³/сут при 3–5 % обводненности. Газовый фактор незначителен, его влиянием пренебрегли. Полученные данные приведены на рисунке 4.

Из предложенных к рассмотрению графиков видно, что электроэнергия в процессе добычи скважинного флюида в установившемся режиме потребляется циклически равномерно, стабильно по времени и без рывков. Из экспериментальных данных видно среднее значение — 1,75 кВт·ч.

Выводы

Новая бесштанговая технология добычи нефти принципиально показала свою высокую работоспособность в условиях эксплуатации наклонно направленной скважины. Очевидно, что конструкция ГНО исключает срыв подачи скважинной продукции из-за обрыва штанг, при этом продемонстрированы низкие показатели энергопотребления на уровне 12–14 кВт на кубический метр добываемой продукции в сутки, что более чем в два раза ниже, чем на режимах с помощью УШГН. Ранее определенные параметры энергопотребления добычи нефти на этой же скважине при одинаковых режимах, но традиционным способом добычи с УШГН и с участием глубинных штанг и станка-качалки составили значение 32,1 кВт на кубический метр добываемой продукции в сутки. Полученные данные хорошо коррелируют с вышеприведенными данными [20] об увеличенной потребляемой мощности насосной установки в 1,5–2,0 раза из-за использования штанг и их трения о стенки эксплуатационной колонны.

Авторы приносят благодарность С. В. Иванову и К. В. Филиппову за помощь в проведении промысловых работ.

Список источников

1. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти : учебное пособие / И. Т. Мищенко. – Москва : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с. – Текст : непосредственный.
2. Мищенко, И. Т. Выбор рационального способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева. – Москва : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 120 с. – Текст : непосредственный.
3. Мищенко, И. Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – Москва : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 448 с. – Текст : непосредственный.
4. Адонин, А. Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи / А. Н. Адонин. – Москва : Недра, 1964. – 264 с. – Текст : непосредственный.

5. Якупов, Р. Н. Результаты опытной эксплуатации электроцентробежных насосов со станциями управления нового поколения / Р. Н. Якупов, Р. Р. Халимов, К. Х. Вильданов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 86–88. – Текст : непосредственный.
6. Кратковременно-периодическая работа скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Опыт внедрения и перспективы развития / А. Ф. Абдуллин, И. К. Абдулин, Е. В. Соколянская, В. В. Юдчиц. – DOI 10.30713/0207-2351-2018-10-20-25. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 20–25.
7. Дудин, Е. Ю. Выбор и обоснование оптимальных показателей работы УЭЦН, в режиме периодической эксплуатации на месторождениях России : магистерская диссертация / Е. Ю. Дудин ; Томский политехнический университет. – Томск, 2019. – 127 с. – Текст : непосредственный.
8. Сухотеплый, В. П. Приводы на основе вентильных электродвигателей в составе УЭЦН при эксплуатации малодобитного фонда скважин / В. П. Сухотеплый. – Текст : непосредственный // Инженерная практика. – 2010. – № 7. – С. 91–95.
9. Ивановский, В. Н. Максимально и минимально допустимые частоты вращения ротора УЭЦН при регулировании добывных возможностей с помощью частотных преобразователей / В. Н. Ивановский. – Текст : непосредственный // XII Всероссийская техническая конференция «Производство и эксплуатация УЭЦН», Альметьевск, 27–30 сентября 2004 г. – Альметьевск, 2004. – С. 6–23.
10. Сундетов, М. Е. Определение эффективности периодической эксплуатации малодобитного фонда скважин на примере Шингинского месторождения / М. Е. Сундетов. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина. – Том 2. – Томск : Томский политехнический университет, 2016. – С. 1096–1099.
11. Демьянова, Л. А. Теория, экспериментальные исследования и расчет струйных аппаратов при откачке газожидкостных смесей : учебное пособие / Л. А. Демьянова, А. Н. Дроздов. – Москва : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2000. – 184 с. – Текст : непосредственный.
12. Ишмурзин, А. А. Энергосберегающие технологии добычи нефти из малодобитных наклонно-направленных скважин / А. А. Ишмурзин, И. Т. Мищенко. – Уфа : Нефтегазовое дело, 2008. – 238 с. – Текст : непосредственный.
13. Справочник по добыче нефти / К. Р. Уразаков, Э. О. Тимашев, В. А. Молчанова, М. Г. Волков. – Пермь : Астер Плюс, 2020. – 600 с. – Текст : непосредственный.
14. Калинин, А. Г. Искривление скважин / А. Г. Калинин. – Москва : Недра, 1974. – 304 с. – Текст : непосредственный.
15. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодкий, Б. З. Султанов. – Москва : Недра, 1997. – 647 с. – Текст : непосредственный.
16. Проектирование профиля и конструкции наклонно направленной пологой скважины / С. А. Оганов, Г. С. Абдрахманов, А. В. Перов, Г. С. Оганов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 1998. – № 12. – С. 3–8.

17. Технологии и технологические средства бурения искривленных скважин : учебное пособие / В. П. Овчинников, М. В. Двойников, Г. Т. Герасимов, А. Ю. Иванцов ; Федеральное агентство по образованию, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2008. – 150 с. – Текст : непосредственный.

18. Проектирование профилей с интервалом безориентируемого набора кривизны ствола скважины / К. Н. Харламов, В. П. Ерохин, В. Г. Долгов [и др.]. – Текст : непосредственный // Сборник тезисов Междунар. НКТ «Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России». – Тюмень, 1992. – С. 24.

19. Ишмурзин, А. А. Напряжение и деформации штанговой колонны в пространственно искривленной скважине / А. А. Ишмурзин. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4, № 1. – С. 65–72.

20. Уразаков, К. Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин / К. Р. Уразаков. – Москва : Недра, 1993. – 168 с. – Текст : непосредственный.

21. Патент на изобретение № 2750179 Российская Федерация, МПК В04F 47/00. Погружная нефтедобывающая установка : № 2020135000 : заявл. 26.10.2020 : опубл. 23.06.2021 / Иванов С. В., Лищук А. Н. и др. – Бюл. № 18. – Текст : непосредственный.

References

1. Mishchenko, I. T. (2003). Skvazhinnaya dobycha nefi. Moscow, Neft' i Gaz Gubkin University Publ., 816 p. (In Russian).

2. Mishchenko, I. T., & Bravicheva, T. B. (2002). Vybora ratsional'nogo sposoba ekspluatatsii skvazhin neftyanykh mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami. Moscow, Gubkin University Publ., 120 p. (In Russian).

3. Mishchenko, I. T. Vybora sposoba ekspluatatsii skvazhin neftyanykh mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami. Moscow, Neft' i Gaz Gubkin University Publ., 448 p. (In Russian).

4. Adonin, A. N. (1964). Protsesty glubinnonasosnoy neftedobychi. Moscow, Nedra Publ., 264 p. (In Russian).

5. Yakupov, R. N., Khalimov, R. R., & Vildanov, K. Kh. (2009). Results of pilot operation of electrical submersible pump with new generation control stations. Oil Industry, (8), pp. 86-88. (In Russian).

6. Abdullin, A. F., Abdulin, I. K., Sokolyanskaya, E. V., & Yudchits, V. V. (2018). Short-term-periodic work of wells in the deposits of LLC "LUKOIL-Western Siberia". Experience of implementation and prospects of development. Oilfield Engineering, (10), pp. 20-25. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2018-10-20-25

7. Dudin, E. Yu. (2019). Vybora i obosnovanie optimal'nykh pokazateley raboty UETSN, v rezhime periodicheskoy ekspluatatsii na mestorozhdeniyakh Rossii: magistrskaya dissertatsiya. Tomsk, 127 p. (In Russian).

8. Sukhoteplyu, V. P. (2010). Privody na osnove ventil'nykh elektrodvigately v sostave UETSN pri ekspluatatsii malodebitnogo fonda skvazhin. Inzhenernaya praktika, (7), pp. 91-95. (In Russian).

9. Ivanovsky, V. N. (2004). The maximum and minimum allowable rotational speeds of the ESP rotor when regulating production capabilities using frequency converters. The XII All-Russian technical conference "Production and operation of ESPs". Almet'yevsk, pp. 6-23. (In Russian).

10. Sundetov, M. E. (2016). Determining the effectiveness of periodic operation of a marginal well stock on the example of the Shinginskoye field. Problems of geology and subsoil development: Proceedings of the XXI International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 120th anniversary of the birth of Professor M.I. Kuchina. Volume 2. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., pp. 1096-1099. (In Russian).
11. Dem'yanova, L. A., & Drozdov, A. N. (2000). Teoriya, eksperimental'nye issledovaniya i raschet struynykh apparatov pri otkachke gazozhidkostnykh smesey. Moscow, Gubkin University Publ., 184 p. (In Russian).
12. Ishmurzin, A. A. (2008). Energoberegayushchie tekhnologii dobychi nefi iz malodebitnykh naklonno-napravlennykh skvazhin. Ufa, Neftegazovoe delo Publ., 238 p. (In Russian).
13. Urazakov, K. R., Timashev, E. O., Molchanova, V. A., & Volkov, M. G. (2020). Spravochnik po dobyche nefi. Perm, Aster Plyus Publ., 600 p. (In Russian).
14. Kalinin, A. G. (1974). Iskrivlenie skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 304 p. (In Russian).
15. Kalinin, A. G., Nikitin, B. A., Solodkiy, K. M., & Sultanov, B. Z. (1997). Burenie naklonnykh i gorizontal'nykh skvazhin: cpravochnik. Moscow, Nedra Publ., 647 p.
16. Oganov, S. A., Abdrakhmanov, G. S., Perov, A. V., & Oganov, G. S. (1998). Proektirovanie profilya i konstruksii naklonno napravlennoy pologoy skvazhiny. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (12), pp. 3-8. (In Russian).
17. Ovchinnikov, V. P., Dvoynikov, M. V., Gerasimov, G. T., & Ivantsov, A. Yu. (2008). Tekhnologii i tekhnologicheskie sredstva bureniya iskrivlennykh skvazhin. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 150 p. (In Russian).
18. Kharlamov, K. N., Erokhin, V. P., Dolgov, V. G., Shenberger, V. M., & Zozulya, G. P. (1992). Proektirovanie profiley s intervalom bezorientiruemogo nabora krivizny stvola skvazhiny. Sbornik tezisov Mezhdunar. NKT "Resursosberezhenie v toplivno-energeticheskom komplekse Rossii". Tyumen, pp. 24. (In Russian).
19. Ishmurzin, A. A. (2006). Pressure and deformations round stier columns in spatially curved chink. Neftegazovoye delo, 4(1), pp. 65-72. (In Russian).
20. Urazakov, K. R. (1993). Ekspluatatsiya naklonno napravlennykh nasosnykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 168 p. (In Russian).
21. Ivanov, S. V., Lishchuk, A. N. [et al.]. Pogruzhnaya neftedobyvayushchaya ustanovka. Patent na izobretenie RF 2750179. No 2020135000. Applied: 26.10.20. Published: 23.06.21. Bulletin No. 18. (In Russian).

Информация об авторах

Лищук Александр Николаевич,
директор по НИОКР, АО «Группа
ГМС», г. Москва, lan@hms.ru

Леонтьев Сергей Александрович,
доктор технических наук, профессор
кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень

Information about the authors

Alexander N. Lishchuk, R&D Di-
rector, HMS Group JSC, Moscow,
lan@hms.ru

Sergey A. Leontiev, Doctor of
Engineering, Professor at the Department
of Development and Exploitation of Oil
and Gas Fields, Industrial University
of Tyumen

Степанов Дмитрий Олегович,
заместитель начальника отдела
НИОКР, филиал АО «ГМС Нефтемаш»,
г. Москва

Dmitry O. Stepanov, Deputy Chief
of R&D Department, Branch of HMS
Neftemash JSC, Moscow

Нагиев Али Тельман оглы, кан-
дидат технических наук, советник ди-
ректора, филиал АО «ГМС Нефте-
маш», г. Москва

Ali T. Nagiev, Candidate of Engi-
neering, Advisor to the Director, Branch
of HMS Neftemash JSC, Moscow

Статья поступила в редакцию 17.05.2022; одобрена после рецензирования 17.10.2022; принята к публикации 28.10.2022.

The article was submitted 17.05.2022; approved after reviewing 17.10.2022; accepted for publication 28.10.2022.

УДК 621.752
DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-83-93

Настройка частоты излучения погружным гидравлическим скважинным вибратором

Ю. А. Бурьян, В. Н. Сорокин, И. Н. Квасов*

Омский государственный технический университет, Омск, Россия
*inkv1@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрена система настройки и стабилизации частоты излучения погружных скважинных вибраторов. Предполагается, что погружные скважинные вибраторы используются для виброволнового воздействия на призабойную зону пласта в неглубоких скважинах (50–300 м), у которых забойная часть конструктивно оформлена для возможности преобразования всестороннего (пульсирующего) воздействия в осциллирующее. В этом случае к скважинным вибраторам должны быть предъявлены дополнительные требования по диапазону частот излучения и точности поддержания частоты. Скорость вращения, а следовательно, и частоты роторного гидравлического вибратора, установленного в забойной части, зависит от расхода жидкости через вибратор. Работа погружного вибратора как гидравлической машины рассматривается с учетом того, что рабочая жидкость от насоса до вибратора подается через систему насосно-компрессорных труб, представляющих собой длинную гидравлическую линию. Составлена структурная схема системы управления с учетом передаточных функций регулятора расхода, длинной гидравлической линии и вибратора. Рассмотрена возможность использования регуляторов расхода для обеспечения настройки и стабилизации с необходимой точностью частоты излучения вибратора.

Ключевые слова: частота излучения, погружной скважинный вибратор, роторный гидравлический вибратор

Для цитирования: Бурьян, Ю. А. Настройка частоты излучения погружным гидравлическим скважинным вибратором / Ю. А. Бурьян, В. Н. Сорокин, И. Н. Квасов. – DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-83-93 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 83–93.

Setting the radiation frequency of a submersible hydraulic borehole vibrator

Yuri A. Buryan, Vladimir N. Sorokin, Igor N. Kvasov*

Omsk State Technical University, Omsk, Russia
*inkv1@yandex.ru

Abstract. The article describes a system for setting and stabilizing the radiation frequency of submersible downhole vibrators. It is assumed that submersible downhole vibrators are used for vibration wave impact on the bottomhole formation zone in wells with a depth of 50 to 300 meters, in which the bottomhole part is structurally designed to be able to convert a comprehensive (pulsating) impact into an oscillating one. In this case downhole vibrators must be subject to additional requirements for the frequency range of the radiation and the accuracy of maintaining the frequency. The speed of rotation and the frequency of the rotary hydraulic vibrator, which is installed in the bottomhole, depends on the fluid flow through the vibrator. In the operation of a submersible vibrator as a hydraulic machine, it must be taken into account that the working fluid from the pump to the vibrator is supplied through a system of oil well tubing, which is a long hydraulic line. The authors of the article compiled a block diagram of the control system, taking into account the transfer functions of the flow controller, a long hydraulic line and the vibrator. The text gives valuable information on the possibility of using flow controllers to ensure setting and stabilization of the radiation frequency of the vibrator.

Keywords: radiation frequency, submersible downhole vibrator, rotary hydraulic vibrator

For citation: Buryan, Yu. A., Sorokin, V. N., & Kvasov, I. N. (2022). Setting the radiation frequency of a submersible hydraulic borehole vibrator. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 83-93. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-83-93

Введение

Для виброволнового воздействия на призабойную зону пласта применяются различного вида погружные скважинные вибраторы (золотниковые, роторные и т. д.). С целью использования подобных вибраторов в неглубоких скважинах (50–300 м) для технологии вибросейсмического воздействия на нефтегазовые пласты необходимо, во-первых, поддержание частоты излучения с точностью 0,1 Гц [1–14], во-вторых, конструктивное устройство забойной части скважины должно обеспечивать преобразование пульсирующего (всестороннего) воздействия в осциллирующее [15, 16]. Для эффективного использования скважин 50–300 м для целей вибросейсмического воздействия на нефтегазовые пласты необходимо выполнение следующих условий:

- погружные вибраторы должны обладать достаточной мощностью и надежностью, так как режим их работы достаточно длительный (обычно работа длится в течение 40 мин., остановка — в течение 20 мин.; такой режим соблюдается 3 месяца);
- вибратор должен иметь возможность настройки на доминантные частоты пласта (5–20 Гц) с точностью поддержания частоты 0,1 Гц;
- для повышения эффективности излучения упругих волн от погружного вибратора в горную породу необходимо специальное конструктивное оформление забоя скважины.

В работе [16] показан способ оформления забоя скважины, который позволяет преобразовать всестороннее (пульсирующее) воздействие от скважинного генератора в одностороннее (осциллирующее), что увеличивает интенсивность излучения упругих волн на два порядка.

Существующие скважинные низкочастотные вибраторы требуют дополнительного исследования для обеспечения работы на доминантной частоте с точностью 0,1 Гц.

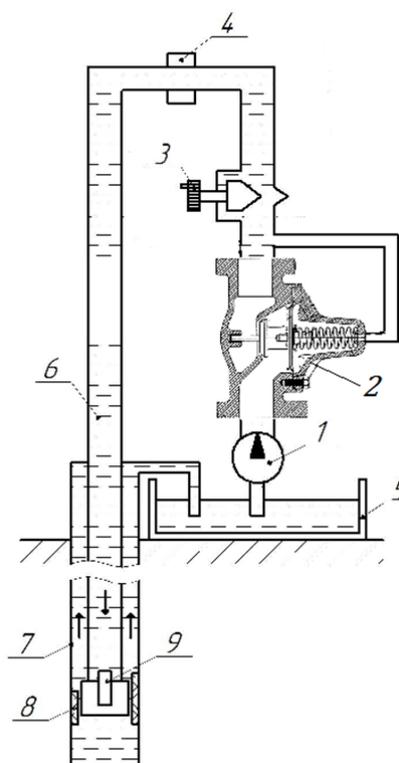
Теория

Рассматриваемые в работе вибраторы представляют собой объемные гидравлические машины, у которых скорость вращения определяется расходом жидкости [17]. Например, силовая часть представляет собой гидромотор, который вращает устройство, периодически перекрывающее давление и, следовательно, определяет частоту излучения. Скорость вращения гидромотора полностью определяется расходом жидкости, вследствие чего естественно для стабилизации скорости использовать регулятор расхода [18].

Принципиальная схема погружного вибратора с регулятором и измерителем расхода показана на рисунке 1.

Насос 1 через двухлинейный гидромеханический регулятор расхода подает необходимый расход жидкости в насосно-компрессорную систему труб 6 до роторного вибратора 9 через длинную гидравлическую линию. Жидкость после воздействия через перфорацию обсадной трубы 7 на горную породу поступает в бак 5. Конструктивное оформление 8 забоя скважины обеспечивает превращение пульсирующего воздействия в осциллирующее. По измерителю расхода 4 дроссельным краном 3 устанавливается необходимый расход для обеспечения доминантной частоты, а дифференциальный клапан 2 обеспечивает стабилизацию частоты.

Рис. 1. Принципиальная схема погружного вибратора с регулятором расхода:
1 — насос; 2 — дифференциальный клапан; 3 — дроссельный кран;
4 — измеритель расхода; 5 — бак;
6 — насосно-компрессорная труба;
7 — обсадная труба;
8 — конструкция забойной части скважины;
9 — роторный погружной вибратор



В соответствии с рисунком 1 структурная схема погружного вибратора с регулятором расхода приведена на рисунке 2.

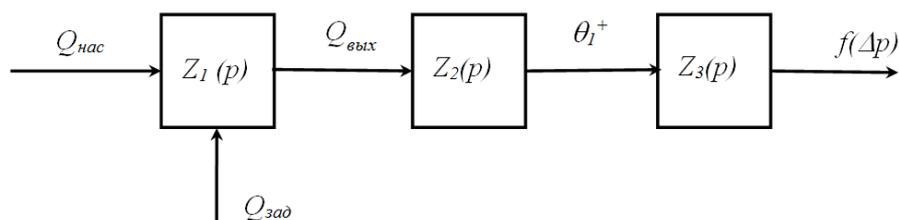


Рис. 2. Структурная схема: $Z_1(p)$ — передаточная функция регулятора расхода; $Z_2(p)$ — передаточная функция гидравлической линии от устья до вибратора; $Z_3(p)$ — передаточная функция генератора перепада давления вибратора; $Q_{нас}$ — расход насоса; $Q_{зад}$ — заданная величина расхода насоса; $Q_{вых}$ — расход с выхода регулятора расхода; $f(\Delta p)$ — частота перепада давления с выхода вибратора

Если рассматриваемый вибратор имеет гидромотор, который вращает щелевую конструкцию, перекрывающую давление в забойной зоне скважины, то уравнение расходов в таком вибраторе можно представить в виде [18]

$$Q^*(t) = q_m \cdot \frac{d\beta}{dt} + K_n \Delta p + \frac{V_0}{2C_{жс}} \cdot \frac{d\Delta p}{dt}, \quad (1)$$

где q_m — рабочий объем гидромотора, приведен к одному радиану поворота вала; K_n — проводимость щелей, по которым идет перетечка жидкости; V_0 — объем полостей гидромотора; $C_{жс}$ — модуль объемной упругости жидкости; Δp — разность давлений; β — угол поворота ротора.

Равенство моментов по оси вращения ротора в линейном приближении без учета трения можно представить в виде

$$\frac{J}{q_m} \cdot \frac{d^2\beta}{dt^2} + \frac{\mu}{q_m} \cdot \frac{d\beta}{dt} = \Delta p, \quad (2)$$

где J — момент инерции вращающихся частей; μ — коэффициент вязкого трения.

Вводя оператор Лапласа p из уравнений (1) и (2), можно получить передаточную функцию $Z_3(p)$

$$Z_3(p) = \frac{\tilde{f}(p)}{\tilde{Q}(p)} = \frac{K_3}{T_3^2 p^2 + 2\xi T_3 p + 1}, \quad (3)$$

$$K_3 = \frac{q_m n}{q_m^2 + \mu \cdot K_n},$$

$$T_3^2 = \frac{JV_0}{2C_{эс}(q_m^2 + \mu K_n)},$$

$$2\xi T_3 = \frac{V_0 \mu + K_n J \cdot 2B_{эс}}{2C_{эс}(q_m^2 + \mu K_n)}.$$

где n — количество щелей.

Необходимо подчеркнуть, что в данном вибраторе существует жесткая связь между расходом и частотой излучения.

В установленном режиме величина необходимого расхода через вибратор для достижения заданного $f_{зад}$ вычисляется по зависимости

$$Q_{зад} = \frac{f_{зад}}{K_4}, \quad (4)$$

где коэффициент K_4 определяется либо по паспортным данным вибратора, либо экспериментальным путем на проливочном стенде. Подобную зависимость частоты излучения от расхода жидкости через вибратор имеют также и гидравлические золотниковые вибраторы, например ГИИ-2М. При подаче рабочей жидкости ствол вибратора вращается за счет реактивных усилий из-за тангенциально ориентированных щелевых прорезей. Корпус также имеет щелевые прорези, и периодическое перекрытие этих прорезей приводит к генерированию волн давления с частотой, зависящей от расхода жидкости.

Таким образом, зная зависимость (4) дроссельным краном 3 по показаниям измерителя расхода 4, мы можем установить требуемый расход $Q_{зад}$. Учитывая, что современные измерители расхода имеют ошибку 0,01–0,1 %, установить требуемый расход и, следовательно, $f_{зад}$ с точностью 0,1 Гц вполне возможно.

Для определения передаточной функции $Z_2(p)$ можно записать уравнения неустановившегося ламинарного движения сжимаемой жидкости в упругой цилиндрической трубе [19]

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial V}{\partial t} + \frac{2\tau_0}{\rho r_0} &= -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial \Delta P}{\partial x} \\ \frac{\partial V}{\partial x} &= -\frac{1}{C_{mp}} \cdot \frac{\partial \Delta P}{\partial t} \end{aligned} \right\}, \quad (5)$$

где $\frac{1}{C_{mp}} = \frac{1}{C} + \frac{1}{E_1}$; C_{mp} — приведенный модуль упругости трубы;

$$E_1 = \frac{E \cdot \delta}{2r_0};$$

E — модуль упругости стенки трубы; C — модуль объемной упругости среды; r_0 — радиус трубы; δ — толщина стенки трубы; τ_0 — квазистационарное касательное напряжение на стенке трубы; ρ — плотность жидкости; ΔP , V — давление и плотность среды.

Проводя преобразование Лапласа уравнений (5) и вводя операторный коэффициент распространения возмущений [19]

$$\mathcal{G}(p)^2 = \frac{p}{C_{mp}} \left[\rho \cdot p + \frac{2Z_{ev}(p)}{r_0} \right], \quad (6)$$

$$Z_{ev}(p) = \frac{\tau_0(p)}{\nu(p)},$$

где $\tau_0(p)$, $\nu(p)$ — изображение по Лапласу, соответственно, нестационарного касательного напряжения на стенке трубы и средней по сечению потока скорости среды, получим

$$\frac{d^2 \Delta P(p)}{dx^2} - \mathcal{G}^2 \Delta P(p) = 0. \quad (7)$$

На основе решения дифференциального уравнения (7) при граничных условиях $\Delta P(p, x) = \Delta P_1(p, 0)$

$$\frac{d\Delta P(p, x)}{dx} = -\frac{\mathcal{G}^2(p) \cdot C_{mp}}{p} \nu_1(p, 0),$$

и с учетом длины линии, равной ℓ , получим [19]

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_2(p, \ell) &= \Delta P_1(p, 0) ch[\mathcal{G}(p) \cdot \ell] - \frac{\mathcal{G}(p) \cdot C_{mp} \cdot V_1(p, 0)}{p} sh[\mathcal{G}(p) \cdot \ell] \\ V_2(p, \ell) &= V_1(p, 0) ch[\mathcal{G}(p) \cdot \ell] - \frac{p \cdot \Delta P(p, 0)}{\mathcal{G}(p) \cdot C_{mp}} sh[\mathcal{G}(p) \cdot \ell] \end{aligned} \right\} \cdot (8)$$

Гидравлическая схема такова, что от концов линий не происходит отражений волн возмущений, так как линии пропускают тот расход среды, который переносится прямой волной. Таким образом, можно считать, что нагрузки, подключенные к концам линий, являются согласованными. В этом случае из (8) можно получить выражения для линии по передаче расхода.

$$\frac{Q_2(p, \ell)}{Q_1(p, 0)} = e^{-\mathcal{G}_1(p) \cdot \ell}. \quad (9)$$

В предположении квазистационарного характера гидравлического сопротивления линии можно записать

$$\mathcal{G}_1(p) = \frac{p}{U_{\text{л}}},$$

где $U_{\text{л}} = \sqrt{\frac{C_{mp}}{\rho}}$ — скорость распространения волны возмущения.

Таким образом, передаточная функция $Z_2(p)$ будет иметь вид

$$Z_2(p) = e^{-T_{\text{л}} \cdot p}, \quad (10)$$

где $T_{\text{л}} = \frac{\ell}{U_{\text{л}}}$.

Учитывая, что передаточная функция $Z_2(p)$ представляет звено чистой задержки с $T_{\text{л}} \approx 0,1-0,2$, точность стабилизации расхода после регулятора не нарушается. В работе [19] показано, что точность стабилизации расхода через двухлинейный гидромеханический регулятор расхода определяется работой дифференциального клапана.

Уравнения малых движений дифференциального клапана имеют вид [20]

$$\left. \begin{aligned} T_{\kappa}^2 \frac{d^2 x}{dt^2} + 2\xi T_{\kappa} \frac{dx}{dt} + x &= K_1 \Delta P_{\text{кл}} \\ Q &= K_3 \Delta P_{\text{кл}} - K_4 x \\ \Delta P &= \Delta P_{\text{вых}} - \Delta P_{\text{вх}} \end{aligned} \right\}, \quad (11)$$

где T_{κ} — постоянная времени клапана; ξ — коэффициент демпфирования; K_1, K_3, K_4 — коэффициенты передачи; $\Delta P_{\text{вых}}, \Delta P_{\text{вх}}$ — перепады давления на выходе и входе регулятора; x — переменная поршня клапана.

В соответствии с (11) передаточная функция $Z_1(p)$ по каналу стабилизации, установленному золотником дросселя расхода $Q_{\text{вых}}$, имеет вид

$$Z_1(p) = \frac{\Delta Q}{\Delta Q_{\text{ex}}} = \left[K_3 - \frac{K_1 K_4}{T_p^2 p^2 2\xi T_1 p + 1} \right]. \quad (12)$$

Если учесть, что насос используется с регулятором давления и статизм в (12) $\Delta Q_{\text{ст}} = (K_3 - K_1 K_4) \Delta Q_{\text{ex}}$ может быть сделан достаточно малым, то регулятор расхода вполне будет обеспечивать точность выдерживания заданного расхода, достаточную для излучения упругих волн на доминантной частоте пласта с погрешностью не более 0,1 Гц.

Выводы

Проведенное исследование показало, что предложенная система настройки и стабилизации расхода жидкости через погружной скважинный вибратор обеспечивает доминантную частоту излучения упругих волн с необходимой точностью технологии вибросейсмического воздействия на нефтегазовые пласты.

Список источников

1. Сердюков, С. В. Механизм стимуляции добычи нефти сейсмическими полями малой интенсивности / С. В. Сердюков, М. В. Курленя. – Текст: непосредственный // Акустический журнал. – 2007. – Т. 53, № 5. – С. 703–714.
2. Апасов, Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири : учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 187 с. – Текст : непосредственный.
3. Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия = Rise in Productivity and Well Reanimation by Implementation of Vibration Waves / В. П. Дыбленко, Р. Н. Камалов, Р. Я. Шарифуллин, И. А. Туфанов. – Москва : Недра, 2000. – 381 с. – Текст : непосредственный.
4. Неволин, В. Г. Опыт применения звукового воздействия в практике нефтедобычи Пермского края / В. Г. Неволин. – Пермь, 2008. – 54 с. – Текст : непосредственный.
5. Активная сейсмология с мощными вибрационными источниками : [монография] / В. С. Селезнев, А. Ф. Еманов, В. Н. Кашун [и др.] ; Российская академия наук, Сибирское отделение. – Новосибирск : Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, 2004. – 386 с. – Текст : непосредственный.
6. Уметбаев, В. Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В. Г. Уметбаев. – Москва : Недра, 1989. – 215 с. – Текст : непосредственный.
7. Чичинин, И. С. Вибрационное излучение сейсмических волн / И. С. Чичинин. – Москва : Недра, 1984. – 224 с. – Текст : непосредственный.

8. Интенсификация нефтедобычи методом вибросейсмического воздействия заглубленными источниками упругих волн : монография / Ю. А. Бурьян, В. Н. Сорокин, В. С. Корнеев [и др.] ; Минобрнауки России, Омский государственный технический университет. – Омск : ОмГТУ, 2014. – 209 с. – Текст : непосредственный.
9. Анализ волнового метода воздействия на ПЗП в скважинах с трудноизвлекаемыми запасами / Г. Т. Апасов, С. И. Грачев, Т. К. Апасов [и др.]. – Текст : непосредственный // Сборник докладов III научно-практической конференции. – Тюмень : Шадринский Дом печати, 2012. – С. 128–136.
10. Иванов, С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам : учебное пособие / С. И. Иванов. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2006. – 565 с. – Текст : непосредственный.
11. Гадиев, С. М. Использование вибрации в добыче нефти / С. М. Гадиев. – Москва : Недра, 1977. – 159 с. – Текст : непосредственный.
12. Мельников, В. Б. Перспективы применения волновых технологий в нефтегазовой отрасли : академические чтения / В. Б. Мельников. – Москва : РГУНГ им. И. М. Губкина, 2007. – 24 с. – Текст : непосредственный.
13. Апасов, Г. Т. Виброволновой метод интенсификации добычи нефти и ограничения водопритокков / Г. Т. Апасов. – Текст : непосредственный // Сборник научно-технического инновационного форума «НефтьГазТЭК». – Тюмень, 2014. – С. 19–22.
14. Сургучев, М. Л. Гидродинамическое акустическое, тепловое циклическое воздействия на нефтяные пласты / М. Л. Сургучев, О. Л. Кузнецов, Э. М. Симкин. – Москва : Недра, 1975. – 185 с. – Текст : непосредственный.
15. Патент № 2379488 Российская Федерация, МПК E21B 43/16. Способ интенсификации нефтеотдачи пласта и устройство для его осуществления : заявл. 08.08.2007 : опубл. 20.01.2010 / Бурьян Ю. А. Сорокин В. Н.; патентообладатель: Омский государственный технический университет. – Текст : непосредственный.
16. Бурьян, Ю. А. Скважинный вибрационный источник упругих волн типа «пульсирующий цилиндр» / Ю. А. Бурьян, В. Н. Сорокин. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 4 (82). – С. 58–62.
17. Яковлев, А. Л. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний / А. Л. Яковлев, Ю. А. Шамара, Е. Н. Даценко. – Текст : непосредственный // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 139–147.
18. Бурьян, Ю. А. Управление частотой изучения гидравлического скважинного вибратора / Ю. А. Бурьян, В. Н. Сорокин. – Текст : непосредственный // Мехатроника, автоматизация, управление. – 2008. – № 6. – С. 47–51.
19. Попов, Д. Н. Динамика и регулирование гидро- и пневмосистем : учебник. – 2-е изд. перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1987. – 464 с. – Текст : непосредственный.
20. Гамадиев, А. Г. Выбор параметров, расчет статических и динамических характеристик регулятора расхода топлива : учебное пособие / А. Г. Гамадиев ; Федеральное агентство по образованию, Самарский государственный аэрокосмический университет им. акад. С. П. Королева. – Самара : Изд-во СГАУ, 2007. – 64 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Serdyukov, S. V., & Kurlenya, M. V. (2007). Mechanism of oil production stimulation by low-intensity seismic fields. *Acoustical Physics*, 53(5), pp. 618-628. (In English). DOI: 10.1134/S1063771007050132
2. Apasov, T. K., Apasov, R. T., & Apasov, G. T. (2015). *Metody intensivifikatsii dobychi nefiti i povysheniya nefteotdachi dlya mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 187 p. (In Russian).
3. Dyblenko, V. P., Kamalov, R. N., Sharifullin, R. Ya., & Tufanov, I. A. (2000). *Rise in Productivity and Well Reanimation by Implementation of Vibration Waves*. Moscow, Nedra Publ., 381 p. (In Russian).
4. Nevolin, V. G. (2008). *Opyt primeneniya zvukovogo vozdeystviya v praktike neftedobychi Permskogo kraya*. Perm, 54 p. (In Russian).
5. Seleznev, V. S., Emanov, A. F., Kashun, V. N., Glinskiy, B. M., Kovalevskiy, V. V., Manshtein, A. K.,... Geza, N. I. (2004). *Aktivnaya seysmologiya s moshchnymi vibratsionnymi istochnikami*. Novosibirsk, the Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS Publ., 386 p. (In Russian).
6. Umetbaev, V. G. (1989). *Geologo-tehnicheskie meropriyatiya pri ekspluatatsii skvazhin*. Moscow, Nedra Publ., 215 p. (In Russian).
7. Chichinin, I. S. (1984). *Vibratsionnoe izluchenie seysmicheskikh voln*. Moscow, Nedra Publ., 224 p. (In Russian).
8. Buryan, Yu. A., Sorokin, V. N., Korneev, V. S., Russkih, G. S., & Kapelyuhovski, A. A. (2014). *Intensifikatsiya neftedobychi metodom vibroseysmicheskogo vozdeystviya zaglublennymi istochnikami uprugikh voln*. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 209 p. (In Russian).
9. Apasov, G. T., Grachev, S. I., Apasov, T. K., Shkurov, O. V., & Apasov, R. T. (2012). *Analiz volnovogo metoda vozdeystviya na PZP v skvazhinakh s trudnoizvlekaemymi zapasami*. Tyumen, Shadrinskiy Dom pechaty Publ., pp. 128-136. (In Russian).
10. Ivanov, S. I. (2006). *Intensifikatsiya pritoka nefiti i gaza k skvazhinam*. Moscow, Nedra- Biznestsentr Publ., 565 p. (In Russian).
11. Gadiev, S. M. (1977). *Ispol'zovanie vibratsii v dobyche nefiti*. Moscow, Nedra Publ., 159 p. (In Russian).
12. Mel'nikov, V. B. (2007). *Perspektivy primeneniya volnovykh tekhnologiy v neftegazovoy otrasli: akademicheskie chteniya*. Moscow, RGUNG im. I. M. Gubkina Publ., 24 p. (In Russian).
13. Apasov, G. T. (2014). *Vibrovolnovoy metod intensivifikatsii dobychi nefiti i ogranicheniya vodopritokov*. *Sbornik nauchno-tehnicheskogo innovatsionnogo foruma "Neft'GazTEK"*. Tyumen, pp. 19-22. (In Russian).
14. Surguchev, M. L., Kuznetsov, O. L., & Simkin, E. M. (1975). *Gidrodinamicheskoe akusticheskoe, teplovoe tsiklichesкое vozdeystviya na neftyanye plasty*. Moscow, Nedra Publ., 185 p. (In Russian).
15. Buryan, Yu. A., & Sorokin, V. N. *Sposob intensivifikatsii nefteotdachi plasta i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya*. Pat. RF 2379488. Applied: 08.08.07. Published: 20.01.10. (In Russian).
16. Buryan, Yu. A., & Sorokin, V. N. (2010). *A borehole elastic waves vibration source of "a pulsating cylinder" type*. *Higher Educational Institutions News*, (4(82)), pp. 58-62. (In Russian).

17. Yakovlev, A. L., Shamara, Yu. A., & Datsenko, E. N. (2016). Technical means for the treatment of wells with using vibration wave impact. Borehole oscillators. Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), (1), pp. 139-147. (In Russian).
18. Buryan, Yu. A., & Sorokin, V. N. (2008). Control by radiation frequency of hydraulic bore-hole vibrator. Mechatronics, automation, control, (6), pp. 47-51. (In Russian).
19. Попов, Д. Н. (1987). Динамика и регулирование гидро- и пневмосистем. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Mashinostroenie Publ., 464 p. (In Russian).
20. Gamadiev, A. G. (2007). Vybor parametrov, raschet staticheskikh i dinamicheskikh kharakteristik regulatora rashkoda topliva. Samara, Samara University Publ., 64 p. (In Russian).

Информация об авторах

Бурьян Юрий Андреевич, доктор технических наук, профессор, Омский государственный технический университет, г. Омск

Сорокин Владимир Николаевич, доктор технических наук, доцент, профессор, Омский государственный технический университет, г. Омск

Квасов Игорь Николаевич, кандидат экономических наук, доцент, профессор, Омский государственный технический университет, г. Омск, inkv1@yandex.ru

Information about the authors

Yuri A. Buryan, Doctor of Engineering, Professor, Omsk State Technical University

Vladimir N. Sorokin, Doctor of Engineering, Associate Professor, Professor, Omsk State Technical University

Igor N. Kvasov, Candidate of Economics, Associate Professor, Professor, Omsk State Technical University, inkv1@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 20.06.2022; одобрена после рецензирования 15.08.2022; принята к публикации 02.09.2022.

The article was submitted 20.06.2022; approved after reviewing 15.08.2022; accepted for publication 02.09.2022.

УДК 544.3.032.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-94-109

Магнитные жидкости на основе нефти. Синтез, свойства и перспективы применения

**В. В. Королев¹, А. Г. Рамазанова^{1*}, О. В. Балмасова¹,
В. И. Яшкова¹, А. И. Валеев²**

¹Институт химии растворов им. Г.А. Крестова РАН, Иваново, Россия

²ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

*agr@isc-ras.ru

Аннотация. В данной работе были синтезированы и исследованы магнетитовые магнитные жидкости на основе нефти. Определены их физико-химические параметры (плотность, вязкость, размер частиц магнитной фазы). Проведен ИК-спектроскопический и термогравиметрический анализ. Микрокалориметрическим методом определены магнитокалорические свойства (магнитокалорический эффект и теплоемкость) магнитных жидкостей в интервале температур 278–350 К при изменении магнитного поля от 0 до 1,0 Тл. Максимальное значение магнитокалорического эффекта магнитной жидкости с объемной концентрацией магнитной фазы 0,08 составляет 0,0035 К при 310 К и магнитной индукции 1,0 Тл. Полученные образцы магнитных жидкостей имеют низкую себестоимость по сравнению с устойчивыми магнитными жидкостями на основе полиэтилсилоксанов и алкаренов, так как в качестве жидкости-носителя используется нефть.

Ключевые слова: магнитная жидкость, магнитокалорический эффект, удельная теплоемкость, нефтяная промышленность

Для цитирования: Магнитные жидкости на основе нефти. Синтез, свойства и перспективы применения / В. В. Королев, А. Г. Рамазанова, О. В. Балмасова [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-94-109 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 94–109.

Oil-based magnetic fluids. Synthesis, properties, and application prospects

**Victor V. Korolev¹, Anna G. Ramazanova^{1*}, Olga V. Balmasova¹,
Valentina I. Yashkova¹, Albert I. Valeev²**

¹G.A. Krestov Institute of Solution Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Ivanovo, Russia

²RN-Yuganskneftegaz Ltd., Nefteyugansk, Russia

*agr@isc-ras.ru

Abstract. In this work, magnetite crude oil-based magnetic fluids have been synthesized and studied. Their physicochemical parameters (density, viscosity, magnetic phase particle size) have been determined. IR spectroscopy and thermogravimetric analysis have been performed. The magnetocaloric properties (magnetocaloric effect and heat capacity) of magnetic fluids have been determined by the microcalorimetric method in the temperature range of 278-350 K in the magnetic field changing its value from 0 to 1.0 T. The maximum value of the magnetocaloric effect of a magnetic fluid with a magnetic phase volume concentration of 0.08 is 0.0035 K at 310 K and at the magnetic induction to 1.0 T. The obtained samples of magnetic fluids have low production costs because crude oil is used as the carrier fluid and can be recommended for various applications of the petroleum and gas industry, for example, for well killing.

Keywords: magnetic fluid, magnetocaloric effect, heat capacity, petroleum industry

For citation: Korolev, V. V., Ramazanova, A. G., Balmasova, O. V., Yashkova, V. I., & Valeev, A. I. (2022). Oil-based magnetic fluids. Synthesis, properties, and application prospects. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 94-109. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-94-109

Введение

В условиях экономического кризиса, при резком росте цен на нефть и объемов ее добычи возникает необходимость разработки новых эффективных технологий с использованием нефти. Для достижения этих целей могут быть использованы новые технологии синтеза магнитных жидкостей на основе нефти и создания на их основе новых устройств. В частности, магнитные жидкости, синтезированные из нефти, могут быть использованы в качестве рабочего состава для жидкости глушения добывающих скважин.

Магнитные жидкости (МЖ) представляют собой коллоидные растворы магнитных наночастиц, стабилизированные в жидкости-носителе. МЖ обладает рядом свойств, типичных для магнитоактивных материалов при воздействии магнитного поля. Например, приложение магнитного поля увеличивает вязкость или изменяет температуру магнетика (так называемый магнитокалорический эффект (МКЭ)). В последние два десятилетия постоянно растет интерес к созданию МЖ специального назначения. Этот факт можно объяснить в первую очередь устойчивым ростом потребления углеводородного сырья в мире. К настоящему времени синтезированы магнитные жидкости на различных основах: углеводородных фракциях (керосин), воде, силиконовых маслах и фторуглеродах, различных искусственных органических жидкостях (сложных эфирах, алкил- и диалкилбензолах). Область применения магнитных жидкостей в последнее время постоянно расширяется. Благодаря ряду уникальных свойств МЖ нашли применение в самых различных отраслях промышленности [1]. Их можно использовать для снижения гидравлического сопротивления в трубопроводах для транспортировки вязких жидкостей [2]; в оборудовании на основе магнитных жидкостей; для обработки призабойной зоны скважины магнитоактивными жидкими материалами [3]; при направленном гидроразрыве горных пород [4]; при очистке воды от нефтепродуктов [5]; в магнитожидкостных смазках [6]. Одной из основных проблем, решаемых при эксплуа-

тации скважин, является глушение добывающей скважины для капитального ремонта и/или обслуживания. Магнитные жидкости можно использовать в нефтяной и газовой промышленности, поскольку магнитная жидкость не смешивается с пластовой водой; использование нефти того же месторождения при синтезе МЖ значительно снижает стоимость МЖ и расширяет диапазон ее рабочих температур; герметизация скважины МЖ снижает объем жидкости глушения. Сегодняшняя нефтяная промышленность пытается решить проблемы бурения, эксплуатации и ремонта скважин с помощью магнитных наночастиц [7, 8]. Но, несмотря на большой объем экспериментальных данных, многие вопросы остаются без ответа. Наноразмерные магнитные частицы быстро окисляются, что приводит к ослаблению магнитных свойств и, как следствие, к ухудшению их эксплуатационных характеристик [6]. А попытки использовать магнитореологические суспензии для поддержания термической и реологической стабильности рабочих составов пока не увенчались успехом [9]. Все эти проблемы должны быть решены как можно скорее.

В настоящее время ученые проводят исследования по созданию магнитных жидкостей на основе новых дисперсионных сред, открывают новые способы синтеза МЖ для снижения себестоимости производства, хотя такие попытки не всегда бывают успешными. Также ведутся работы по регенерации МЖ для их повторного использования. Использование нефти в качестве дисперсионной среды в магнитных жидкостях значительно снижает себестоимость их производства и создает хорошие перспективы для использования МЖ в нефтедобывающей промышленности, где требуются большие объемы магнитной жидкости. Важным преимуществом магнитной жидкости является отсутствие трудностей в варьировании ее плотности и вязкости без потери качества и стабильности. Жидкости с плотностью более $1,6 \text{ г/см}^3$ могут применяться для создания противодействия между пластовым давлением и атмосферным давлением. При увеличении вязкости жидкости глушения отсутствует утечка жидкости в пласт.

Можно привести несколько вариантов использования МЖ в процессе глушения нефтяных скважин: 1) использование в качестве жидкости глушения определенной плотности, которая закачивается в скважину (изменение плотности жидкости может достигаться путем варьирования концентрации магнитной фазы); 2) жидкость может закачиваться в скважину и удерживаться электромагнитным поршнем; меняя величину магнитного поля вокруг поршня, вязкость жидкости вокруг поршня может меняться в значительных пределах, вызывая эффект глушения; 3) использование внутри скважины специально сконструированных устройств в виде поршня с электромагнитной обмоткой и контейнером для МЖ; при пропускании электрического тока через обмотку поршня происходит подача МЖ в специальные кольцевые зазоры на поверхности электромагнитного поршня и удержание ее в зазорах постоянным магнитным полем; при небольших зазорах между поршнем и внутренней стенкой скважины магнитная жид-

кость в кольцевых зазорах под воздействием магнитного поля способна выдерживать перепад давлений сверху и снизу поршня до нескольких атмосфер.

Известно, что при воздействии магнитного поля на магнитную жидкость возникает магнитокалорический эффект, который связан с намагниченностью, теплоемкостью и температурой МЖ определенными соотношениями. Поскольку вязкость МЖ также сильно зависит от температуры, и, следовательно, будет зависеть от величины МКЭ, возникающего при воздействии магнитного поля на МЖ. Поэтому при проектировании магнитокалорических устройств, для глушения нефтяных скважин с помощью МЖ, необходимо знать и учитывать величину МКЭ и теплоемкость магнитной жидкости. Новые экспериментальные данные о физико-химических и магнитокалорических свойствах (магнитокалорический эффект и теплоемкость) магнитных жидкостей могут существенно расширить область их применения в различных областях.

В данной работе получены и исследованы магнетитовые магнитные жидкости на основе нефти Приобского месторождения. Определены их физико-химические и магнитные характеристики (плотность, вязкость, степень намагниченности, размер частиц магнитной фазы). Проведен ИК-спектроскопический и термогравиметрический анализ магнитных жидкостей. Микрокалориметрическим методом в интервале температур 278–350 К и при изменении магнитного поля от 0 до 1,0 Тл определены магнитокалорические свойства (магнитокалорический эффект и теплоемкость) магнитных жидкостей.

Методы и эксперимент

Использовались следующие коммерческие реагенты Acros Organics: сульфат железа (II) ($\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, 99 %), хлорид железа (III) ($\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, 98 %), водный аммиак (NH_4OH , 25 %), олеиновая кислота ($\text{C}_{18}\text{H}_{34}\text{O}_2$, 97 %) и алкениллантарный ангидрид ($\text{C}_{76}\text{H}_{145}\text{O}_3$, 80 %). Использовалась сырая нефть Приобского месторождения.

Наночастицы магнетита были синтезированы методом соосаждения солей сульфата железа (II) и хлорида железа (III), избытком водного раствора аммиака (NH_4OH) при температуре 298 К. Подобный метод описан в работе [10]. Полученную суспензию многократно промывали дистиллированной водой до достижения удельной электропроводности промывной воды ($1,77 \text{ мкСм см}^{-1}$), как указано в работе [11]. Кристаллическую структуру частиц магнетита определяли методом рентгеноструктурного анализа на многофункциональном рентгеновском дифрактометре D2 PHASER (Bruker, Германия) (дифракция при малых углах $2\theta = 3\text{--}140^\circ$). Размер частиц измеряли с помощью Zetasizer nano ZS (Malvern Instruments Ltd, Великобритания). Результаты анализа показали, что кристаллы магнетита имеют структуру шпинели (JCPDS Card 19-0629) и размер большинства кристаллов магнетита находится в диапазоне 10–20 нм [12].

Дисперсионной средой служил образец нефти Приобского месторождения (характеристики предоставленного компанией ООО «РН-Юганскнефтегаз» образца нефти приведены в табл. 1).

Таблица 1

Параметры и характеристики нефти

Параметр	Значение
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,48
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	21
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	760
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	870
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,18
Содержание серы, % масс.	1,23
Содержание парафинов, % масс.	2,48
Содержание сероводорода, %	–

МЖ готовили путем стабилизации наночастиц магнетита в дисперсионной среде. Свежеприготовленный магнетит сначала центрифугировали для удаления воды. Поверхность частиц стабилизировали мономолекулярным слоем поверхностно-активного вещества (ПАВ), после чего стабилизированный магнетит пептизировали в дисперсионной среде при $T = 85\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 6–10 часов. Для качественной стабилизации поверхности магнитных частиц необходимы знания о процессах, происходящих на их поверхности. Изучение процессов адсорбции поверхностно-активных веществ на магнитных частицах позволяет получить количественное соотношение магнетит — стабилизатор. Было установлено, что стабилизатора (ПАВ) должно быть 30 % (масс.) от массы твердой магнитной фазы. Эта величина важна при промышленных масштабах производства магнитных жидкостей [13]. Ранее для получения количества ПАВ, адсорбированного на единице поверхности твердой магнитной фазы, были изучены процессы адсорбции ненасыщенных жирных кислот (олеиновой, линолевой, линоленовой и нафтеновой) на поверхности магнетита и ряде других ферритов [13, 14]. В результате был сделан вывод, что наиболее эффективным ПАВ является смесь олеиновой кислоты и алкенилянтарного ангидрида [11], который и был использован для стабилизации магнетита. Такая смесь ПАВ повышает качество и область применения магнитных жидкостей. Состав образцов и их свойства приведены в таблице 2 и на рисунках 1–4.

Состав и свойства синтезированных образцов магнитной жидкости (T = 298 K)

Образец	МЖ 1	МЖ 2	МЖ 3
Состав	Магнетит (1 часть)/ Олеиновая кислота (0,4 части)/ Нефть (2,5 части)	Магнетит (1 часть)/ (Олеиновая кислота + алкенилянтарный ангидрид (0,4 части))/ Нефть (5,0 частей)	Магнетит (1 часть)/ Олеиновая кислота (0,4 части)/ Нефть (5,0 частей)
Свойства			
Плотность, кг/м ³	1 207	1 067	1 058
Вязкость, мПа·с	797	735	503
Объемная концентрация магнитной фазы (в долях единицы)	0,08	0,05	0,04
Намагниченность насыщения, кА/м	29	17	16
Размер магнитной частицы, нм	23	20	19

Физико-химические и магнитокалорические свойства магнитных жидкостей сильно зависят от концентрации магнитной фазы, и, следовательно, путем изменения концентрации магнитных частиц можно изменять физико-химические параметры магнитных жидкостей в широком диапазоне значений в зависимости от целей их использования и задач.

ИК-спектры синтезированных образцов получали на ИК-фурье-спектрометре VERTEX 80v (NETZSCH, Германия). Термогравиметрический анализ выполнен на термомикровесках TG 209 F1 Iris (NETZSCH, Германия).

Теплоемкость в нулевых магнитных полях измеряли на калориметре DSC 204 F1 Phoenix (NETZSCH, Германия) при температурах 273–390 К. Погрешность эксперимента определения теплоемкости составила 2 %. Каждый эксперимент повторяли пять раз. Кроме того, теплоемкость в магнитных полях измерялась специальным микрокалориметром [15]. Исследования проводились в диапазоне температур 288–350 К и в магнитных полях 0–1,0 Тл. Погрешность эксперимента определения теплоемкости составила 3 %. Следует отметить, что значения теплоемкости магнитной жидко-

сти, полученные на калориметре DSC 204 F1, согласуются с данными, полученными на специальном микрокалориметре.

В более ранних исследованиях [11] было замечено, что образцы магнитных жидкостей проявляют типичное суперпарамагнитное поведение, при этом магнитный гистерезис на кривых намагничивания отсутствует.

Магнитокалорический эффект магнитной жидкости изучали с помощью специально сконструированного микрокалориметра [15]. Экспериментальная погрешность пятикратно повторенных измерений МКЭ не превышала 2 %. Надежность используемого метода проверялась калибровкой микрокалориметра металлическим гадолинием (химическая чистота 98 %) [15].

Количество тепла $Q_{\text{МКЭ}}$ (Дж/г), выделяющегося при включении магнитного поля, рассчитывалось по уравнению (1)

$$Q_{\text{МКЭ}} = Q_J (\Delta T / \Delta T_J), \quad (1)$$

где Q_J — джоулево тепло, вводимое в калориметрический эксперимент, Дж/г; ΔT_J — изменение температуры в калориметрической системе в результате подвода джоулевого тепла, К; ΔT — изменение температуры в калориметрической системе в результате воздействия магнитного поля (МКЭ), К; Уравнение теплового баланса [15] принимает следующий вид (2):

$$Q_{\text{МКЭ}} = m_{(\text{МЖ})} C_{p(\text{МЖ})} \Delta T_{\text{МКЭ}}, \quad (2)$$

где $\Delta T_{\text{МКЭ}}$ — изменение температуры, то есть МКЭ, К; $m_{(\text{МЖ})}$ — масса магнитной жидкости, г; $C_{p(\text{МЖ})}$ — теплоемкость магнитной жидкости, Дж/г·К.

Были рассчитаны значения изменения энтропии исследуемых молекулярных магнетиков в магнитном поле, ΔS (Дж/г·К), используя значения C_p в нулевых полях по уравнению (3)

$$\Delta S = - C_p \Delta T_{\text{МКЭ}} / T, \quad (3)$$

где C_p — удельная теплоемкость; $\Delta T_{\text{МКЭ}}$ — магнитокалорический эффект; T — абсолютная температура.

Результаты и обсуждение

По данным рентгеноструктурного анализа синтезированного магнетита пики, обнаруженные на порошковой дифрактограмме при $2\theta = 18.39$; 30.35 ; 35.69 ; 37.21 ; 43.34 ; 53.62 ; 57.27 ; 62.73 и 74.430 , согласно JCPDS Card 19-0629, относятся к чистому однофазному кристаллическому магнетиту. Результаты анализа показали, что кристаллы магнетита имеют структуру шпинели.

На рисунке 1 представлены ИК-спектры синтезированной магнитной жидкости (образец 2) и значения основных пиков. Внешний вид кривых для других образцов аналогичен.

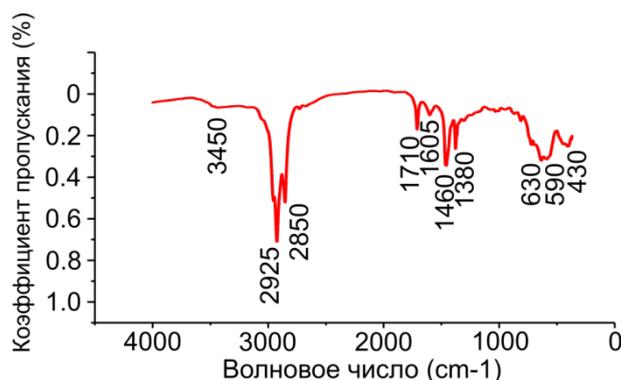


Рис. 1. ИК-спектры магнитной жидкости (образец 2)

Широкая полоса в области $3\ 200\text{--}3\ 600\ \text{см}^{-1}$ (пик с максимумом при $3\ 450\ \text{см}^{-1}$) отражает поглощение молекулами воды, адсорбированными на поверхности магнетита, и гидроксильными группами, связанными водородной связью. По своему химическому составу нефть относится к сложным углеводородным соединениям, содержащим смесь углеводородов метанового, нафтенового и ароматического рядов. Полосы $2\ 925$ и $2\ 850\ \text{см}^{-1}$ в ИК-спектре образцов относятся к валентным колебаниям С-Н и не меняются в процессе синтеза магнитной жидкости. Узкая полоса с максимумом при $1\ 710\ \text{см}^{-1}$ отражает валентные колебания $\text{C}=\text{O}$ карбоксильной группы олеиновой кислоты. Ранее было установлено, что олеиновая кислота хемосорбируется на поверхности магнетита [16], что приводит к исчезновению полосы $1\ 710\ \text{см}^{-1}$ в спектре магнитной жидкости. Наличие этой полосы в спектре представленных образцов свидетельствует о физической адсорбции ПАВ на поверхности магнетита. Двойной пик с максимумами интенсивности при 630 , 590 и $430\ \text{см}^{-1}$ можно отнести к колебаниям кристаллической решетки магнетита (Fe_3O_4) [16]. Соотношение интегральных интенсивностей полос составляет 2:1, что соответствует стехиометрическому соотношению оксидов железа и железа соответственно ($\text{Fe}_2\text{O}_3\text{:FeO}$).

На дериватограмме образца нефти (см. рис. 2) можно выделить три основных участка, соответствующих испарению сначала легколетучих бензиновых фракций ($180\ \text{°C}$), затем менее летучих керосиновых ($200\text{--}300\ \text{°C}$) и, наконец, масляных фракций (выше $300\ \text{°C}$) из углеводородной смеси. По дериватограмме можно провести групповой анализ состава нефти [17]. Исследуемый образец нефти представляет собой смесь следующих компонентов: бензин-лигроин ($T_{\text{исп.}} = 124,9\ \text{°C}$), керосин-газойль ($T_{\text{исп.}} = 184,4\ \text{°C}$), парафин + масло легкое ($T_{\text{исп.}} = 382,6\ \text{°C}$) и кокс (асфальтен) ($T_{\text{исп.}} = 587,9\ \text{°C}$). Содержание кокса составляет всего 8 масс. % (см. рис. 2). Убыль массы образца чистой нефти при $100\ \text{°C}$ составляет 12,5 %. Данное значение характеризует количество легколетучих фракций нефти и воды в образце. Уменьшение массы образца магнитной жидкости начинается при температуре на $100\ \text{°C}$ выше, чем чистой нефти (нефть при

69,3 °С, МЖ при 164,1 °С), что свидетельствует о взаимодействии компонентов МЖ между собой, отсутствии воды в МЖ и, как следствие, об увеличении термической устойчивости МЖ по сравнению с чистой нефтью (см. рис. 2 и 3).

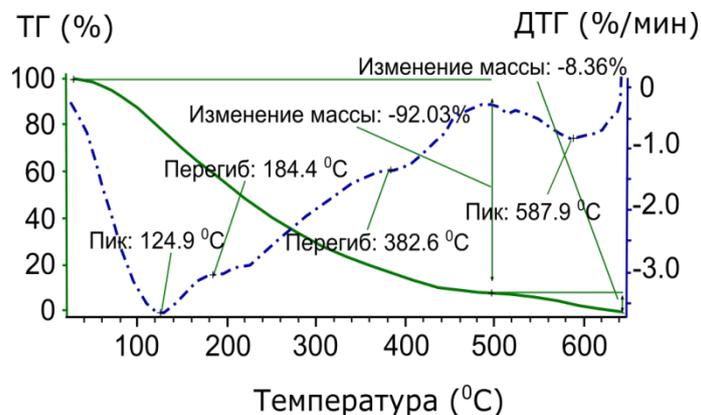


Рис. 2. Дериватограмма чистой нефти

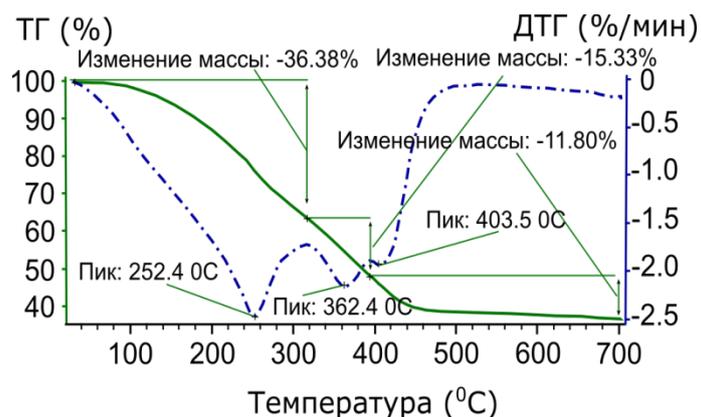


Рис. 3. Дериватограмма магнитной жидкости (образец 2)

В нулевом магнитном поле теплоемкость образца увеличивается с ростом температуры от 1,5 до 2,1 (Дж/г·К) и коррелирует с данными термогравиметрического анализа. Внешний вид кривых для других образцов аналогичен. Теплоемкость является весьма чувствительным параметром для изучения магнитных фазовых переходов. На рисунке 4 не видно резкого увеличения удельной теплоемкости в исследованном интервале температур, что означает отсутствие фазовых переходов. Полученные в данной работе данные об удельной теплоемкости имеют не только фундаментальное, но и прикладное значение.

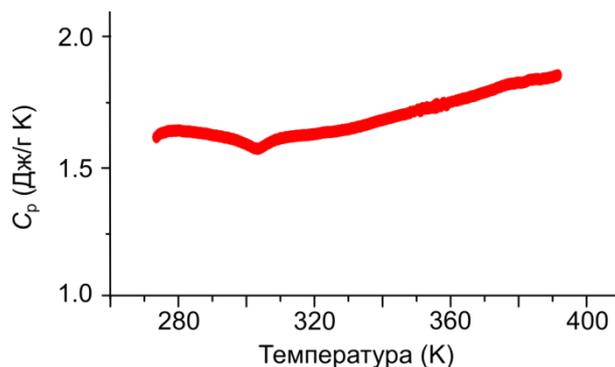


Рис. 4. Температурная зависимость удельной теплоемкости магнитной жидкости (образец 2) в нулевых магнитных полях

На рисунке 5 представлены экспериментально полученные полевые зависимости магнитокалорического эффекта образца 2 при четырех температурах. Внешний вид кривых для других образцов аналогичен. МКЭ образца 2 магнитной жидкости увеличивается с увеличением значения магнитного поля. Эти зависимости имеют классический вид, характерный для твердых магнетиков.

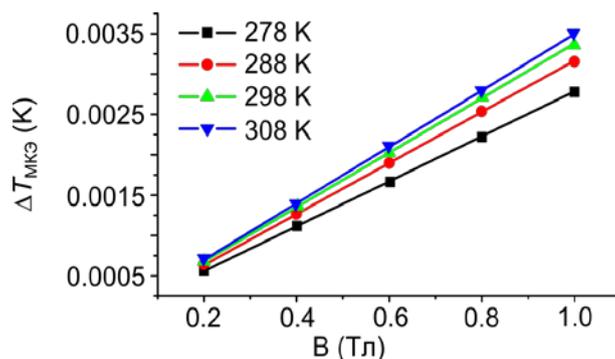


Рис. 5. Зависимость магнитокалорического эффекта образца 2 от магнитной индукции

Экспериментальные данные температурной зависимости магнитокалорического эффекта магнитной жидкости (образец 2) представлены на рисунке 6. Внешний вид кривых для других образцов аналогичен представленным и здесь не приводится.

Основным экспериментально установленным фактом является наличие положительных значений МКЭ в образцах магнитной жидкости при температуре, близкой к комнатной. При увеличении индукции магнитного поля до 1,0 Тл МКЭ образца 2 составляет 0,0035 К при 310 К. Заметные изменения температуры коллоида наблюдаются только вблизи температуры Кюри. В точке Кюри резко изменяются теплоемкость, МКЭ и энтропия

МЖ (имеется скачок или излом на температурной зависимости). С практической точки зрения резкое изменение свойств рабочих тел не всегда полезно (за исключением магнитовязкого эффекта магнитореологических суспензий). Исследуемые в данной работе магнитные жидкости не имеют максимумов на температурных зависимостях C_p , $\Delta S_{МКЭ}$, $\Delta T_{МКЭ}$, а это означает отсутствие фазового перехода и перспективность их промышленного использования, например, в нефтяной промышленности. Низкие значения МКЭ (см. рис. 6) можно объяснить низкой концентрацией магнитных частиц в образцах МЖ (см. табл. 1). Это означает, что для достижения высоких значений МКЭ необходимо синтезировать концентрированные магнитные жидкости с концентрацией магнитной фазы более 60 об. % [18].

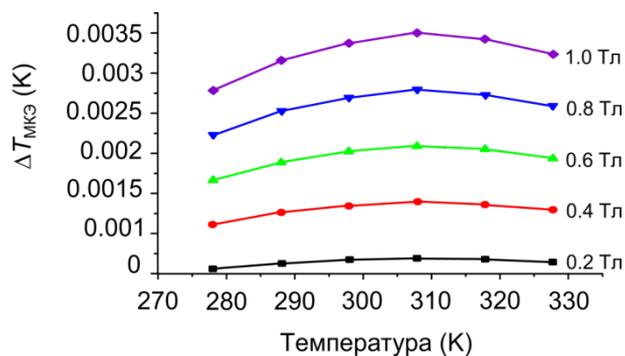


Рис. 6. Температурные зависимости магнитокалорического эффекта образца 2 в различных магнитных полях (магнитная индукция показана на графике)

На основании экспериментальных данных по $\Delta T_{МСЕ}$ были рассчитаны изменения энтропии ($\Delta S_{МКЭ}$). Температурные зависимости $\Delta S_{МКЭ}$ представлены на рисунке 7.

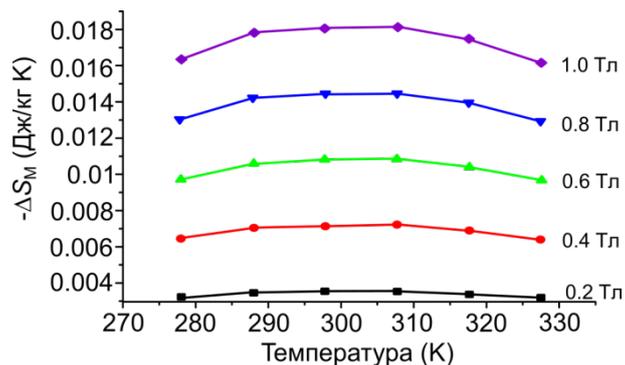


Рис. 7. Температурные зависимости изменения энтропии образца 2 в различных магнитных полях (магнитная индукция показана на графике)

Низкие значения $\Delta S_{\text{МКЭ}}$ являются следствием малой концентрации магнитной фазы, а характер температурной зависимости аналогичен типу изменения магнитокалорического эффекта и подтверждает сделанные ранее выводы.

Выводы

Таким образом, в данной работе были синтезированы магнетитовые магнитные жидкости на основе нефти. Определены физико-химические и термодинамические параметры полученных образцов (плотность, вязкость, размер частиц магнитной фазы), проведены их термогравиметрический и ИК-спектроскопический анализы. Все образцы магнитных жидкостей проявляли типичное суперпарамагнитное поведение. Микрокалориметрическим методом при 278–350 К в магнитном поле 0–1,0 Тл определены магнитокалорический эффект и теплоемкость магнитных жидкостей, а также температурные зависимости изменения энтропии образцов в магнитных полях. Значения МКЭ линейно растут с увеличением величины магнитного поля и имеют классический вид, характерный для твердых магнетиков. Максимальное значение МКЭ магнитной жидкости с объемной концентрацией магнитной фазы 0,08 составляет 0,0035 К при 310 К и увеличении магнитной индукции до 1,0 Тл.

Полученные образцы магнитных жидкостей имеют низкую себестоимость производства за счет использования нефти в качестве дисперсионной среды и могут быть рекомендованы для различных применений в нефтегазовой отрасли, как в магнитных устройствах, так и для создания противодавления. Концентрация магнитных частиц и, следовательно, их физико-химические параметры могут варьироваться в широком диапазоне значений в зависимости от целей их использования и решаемых задач. Для практических применений в качестве жидкости противодавления необходимо использовать магнитные жидкости с большей плотностью (1 600 кг/м³ и более), то есть магнитная жидкость должна быть концентрированной, чтобы достичь сильного магнитокалорического эффекта.

Магнитные жидкости следует разрабатывать и применять для условий минимального повреждения продуктивного нефтяного пласта и обеспечения необходимых ремонтно-изоляционных работ в нефтяной скважине.

Работа выполнена при финансовой поддержке Программы РАН (№ гос. регистр. 122040500044-4). Работа выполнена с помощью ЦКП «Верхневолжский областной центр физико-химических исследований».

Список источников

1. Ko, S. Use of nanoparticles for oil production applications / S. Ko, C. Huh. – DOI 10.1016/J.PETROL.2018.09.051. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 172. – P. 97–114.

2. A comparative study for evaluating the performance of five coatings applied on Fe₃O₄ nanoparticles for inhibition of asphaltene precipitation from crude oil / N. Setoodeh, P. Darvishi, A. Lashanizadegan, F. Esmailzadeh. – DOI 10.1080/01932691.2019.1634581. – Direct text // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2020. – Vol. 41, Issue 11. – P. 1616–1632.
3. Experimental investigation of wettability alteration of carbonate gas-condensate reservoirs from oil-wetting to gas-wetting using Fe₃O₄ nanoparticles coated with Poly (vinyl alcohol), (PVA) or Hydroxyapatite (HAp) / A. Safaei, F. Esmailzadeh, A. Sardarian [et al.]. – Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106530>. – Published: 30.09.2019.
4. Effect of NiO/SiO₂ nanofluids on the ultra-interfacial tension reduction between heavy oil and aqueous solution and their use for wettability alteration of carbonate rocks / K. P. Dahkaee, M. T. Sadeghi, Z. Fakhroueian, P. Esmailzadeh. – DOI 10.1016/J.PETROL.2019.01.024. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 176. – P. 11–26.
5. Obtaining Synthetic Magnetite and Ferromagnetic Fluid from Industrial Waste to Purify Water from Petroleum Products / S. Z. Kalaeva, V. M. Makarov, N. L. Markelova, R. E. Kalaev. – Text : electronic // Journal of Pollution Effects & Control. – 2020. – Vol. 8, Issue 1. – URL: <https://doi.org/10.35248/2167-0420.20.8.240>. – Published: 29.02.2020.
6. Магнитные жидкости в машиностроении / Д. В. Орлов, Ю. О. Михалёв, Н. К. Мышкин, В. В. Подгорков ; под редакцией Д. В. Орлова, В. В. Подгоркова. – Москва : Машиностроение, 1993. – 268 с. – Текст : непосредственный.
7. Application of magnetic nanoparticles in petroleum industry : A review / K. Zhou, X. Zhou, J. Liu, Z. Huang. – Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 188. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106943>. – Published: 13.01.2020.
8. Simonsen, G. Potential applications of magnetic nanoparticles within separation in the petroleum industry / G. Simonsen, M. Strand, G. Oye. – DOI 10.1016/J.PETROL.2018.02.048. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 165. – P. 488–495.
9. Flow behavior and thermal resistance of xanthan gum in formate brine / D. Reinoso, M. J. Martín-Alfonso, P. F. Luckham, F. J. Martínez-Boza. – Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 188. – URL: <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2019.106881>. – Published: 30.12.2019.
10. Влияние магнитного поля и температуры на кристаллизацию высокодисперсных частиц магнетита / А. Е. Завадский, К. В. Железнов, А. Г. Рамазанова [и др.]. – Текст : непосредственный // Доклады Академии Наук. – 1998. – Т. 361, № 3. – С. 362–364.
11. Magnetoviscous effect in ferrofluids with different dispersion media / D. Y. Borin, V. V. Korolev, A. G. Ramazanov [et al.]. – DOI 10.1016/j.jmmm.2016.05.024. – Direct text // Journal of Magnetism and Magnetic Materials. – 2016. – Vol. 416. – P. 110–116.
12. Characterization of inherent clusters in water-based magnetite magnetic fluid / K. Shinoda, B. Jeyadevan, M. Kasai [et al.]. – DOI 10.1016/S0304-8853(02)00711-4. – Direct text // Journal of Magnetism and Magnetic Materials. – 2002. – Vol. 252. – P. 141–143.

13. Adsorption and Magnetothermal Phenomena of High-Disperse Magnetite / A. G. Ramazanova, O. V. Balmasova, D. V. Korolev, V. V. Korolev. – Direct text // Magnetite : Structure, Properties and Application. – New York (USA) : Nova Science Publishers, 2011. – P. 143–178.
14. Балмасова, О. В. Адсорбция нафтеновой кислоты на поверхности магнетита при различных температурах / О. В. Балмасова, А. Г. Рамазанова, В. В. Королев. – DOI 10.7868/S0044453715030061. – Текст : непосредственный // Журнал физической химии. – 2015. – Т. 89, № 3. – С. 486–489.
15. The calorimetric method of evaluating the performance of magnetocaloric materials / V. V. Korolev, D. V. Korolev, A. G. Ramazanova. – DOI: 10.1007/s10973-018-7704-y. – Direct text // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. – 2018. – Vol. 136. – P. 937–941.
16. Королев, В. В. Адсорбция поверхностно-активных веществ на высокодисперсном магнетите / В. В. Королев, А. Г. Рамазанова, А. В. Блинов. – DOI 1066-5285/02/5111-2044. – Текст : непосредственный // Известия АН. Серия химическая. – 2002. – № 11. – С. 1888–1893.
17. Химическая энциклопедия : в 5 т. / Под редакцией И. Л. Кнунянц. – Москва : Большая Российская энциклопедия, 1992. – Текст : непосредственный.
18. Physico-chemical and magneto-thermal properties of magnetic fluids based on synthetic oil "Alkaren" / V. V. Korolev, A. G. Ramazanova, O. V. Balmasova, D. V. Korolev. – DOI 10.22364/mhd.49.1-2.16. – Direct text // Magnetohydrodynamics. – 2013. – Vol. 49, Issue 1. – P. 127–134.

References

1. Ko, S., & Huh, C. (2019). Use of nanoparticles for oil production applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172, pp. 97-114. (In English). DOI: 10.1016/J.PETROL.2018.09.051
2. Setoodeh, N., Darvishi, P., Lashanizadegan, A., & Esmaeilzadeh, F. (2020). A comparative study for evaluating the performance of five coatings applied on Fe₃O₄ nanoparticles for inhibition of asphaltene precipitation from crude oil. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 41(11), pp. 1616-1632. (In English). DOI: 10.1080/01932691.2019.1634581
3. Safaei, A., Esmaeilzadeh, F., Sardarian, A., Mousavi, S., & Wang, X. (2020). Experimental investigation of wettability alteration of carbonate gas-condensate reservoirs from oil-wetting to gas-wetting using Fe₃O₄ nanoparticles coated with Poly (vinyl alcohol), (PVA) or Hydroxyapatite (HAp). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106530>
4. Dahkaee, K. P., Sadeghi, M. T., Fakhroueian, Z., & Esmaeilzadeh, P. (2019). Effect of NiO/SiO₂ nanofluids on the ultra-interfacial tension reduction between heavy oil and aqueous solution and their use for wettability alteration of carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, pp. 11-26. (In English). DOI: 10.1016/J.PETROL.2019.01.024
5. Kalaeva, S. Z., Makarov, V. M., Markelova, N. L., & Kalaev, R. E. (2020). Obtaining Synthetic Magnetite and Ferromagnetic Fluid from Industrial Waste to Purify Water from Petroleum Products. *Journal of Pollution Effects & Control*, 8(1). (In English). Available at: <https://doi.org/10.35248/2167-0420.20.8.240>

6. Orlov, D. V., Mikhalev, Yu. O., Myshkin, N. K., & Podgorkov, V. V. (1993). *Magnitnye zhidkosti v mashinostroenii*. Moscow, Mashinostroenie Publ., 268 p. (In Russian).
7. Zhou, K., Zhou, X., Liu, J. & Huang, Z. (2020). Application of magnetic nanoparticles in petroleum industry: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 188. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106943>
8. Simonsen, G., Strand, M., & Oye, G. (2018). Potential applications of magnetic nanoparticles within separation in the petroleum industry. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, pp. 488-495. (In English). DOI: 10.1016/J.PETROL.2018.02.048
9. Reinoso, D., Martín-Alfonso, M. J., Luckham, P. F., & Martínez-Boza, F. J. (2020). Flow behavior and thermal resistance of xanthan gum in formate brine. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 188. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2019.106881>
10. Zavadskiy, A. E. Zheleznov, K. N., Ramazanova, A. G., Balmasova, O. V., Korolev, V. V., & Yashkova, V. I. (1998). Vliyanie magnitnogo polya i temperatury na kristallizatsiyu vysokodispersnykh chastits magnetita. *Doklady Akademii Nauk*, 36(3), pp. 362-364. (In Russian).
11. Borin, D. Y., Korolev, V. V., Ramazanova, A. G., Odenbach, S., Balmasova, O. V., Yashkova, V. I., & Korolev, D. V. (2016). Magnetoviscous effect in ferrofluids with different dispersion media. *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, 416, pp. 110-116. (In English). DOI: 10.1016/j.jmmm.2016.05.024
12. Shinoda, K., Jeyadevan, B., Kasai, M., Nakatani, I., Oka, H., & Tohji, K. (2002). *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*. Characterization of inherent clusters in water-based magnetite magnetic fluid, 252, pp. 141-143. (In English). DOI: 10.1016/S0304-8853(02)00711-4
13. Ramazanova, A. G., Balmasova, O. V., Korolev, D. V., & Korolev, V. V. (2011). *Adsorption and Magnetothermal Phenomena of High-Disperse Magnetite*. Magnetite: Structure, Properties and Application. USA, New York, Nova Science Publishers, pp. 143-178. (In English).
14. Balmasova, O. V., Ramazanova, A. G., Korolev, V. V. (2015). Adsorption of naphthenic acid on magnetite at different temperatures. *Russian Journal of Physical Chemistry A*, 89(3), pp. 487-490. (In English). DOI: 10.1134/S0036024415030061
15. Korolev, V. V., Korolev, D. V., & Ramazanova, A. G. (2018). The calorimetric method of evaluating the performance of magnetocaloric materials. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 136, pp. 937-941. (In English). DOI: 10.1007/s10973-018-7704-y
16. Korolev, V. V., Ramazanova, A. G., & Blinov, A. V. (2002). Adsorption of surfactants on superfine magnetite. *Russian Chemistry Bulletin*, (51), pp. 2044-2049. (In Russian). DOI: 1066-5285/02/5111-2044
17. Knunyants, I. L. (1992). *Khimicheskaya entsiklopediya: v 5 tomakh*. Moscow, Bol'shaya Rossiyskaya entsiklopediya Publ. (In Russian).
18. Korolev, V. V., Ramazanova, A. G., Balmasova, O. V., & Korolev, D. V. (2013). Physico-chemical and magneto-thermal properties of magnetic fluids based on synthetic oil "Alkaren". *Magneto-hydrodynamics*, 49(1), pp. 127-134. (In English). DOI: 10.22364/mhd.49.1-2.16

Информация об авторах

Королев Виктор Васильевич, доктор химических наук, ведущий научный сотрудник, Институт химии растворов им. Г. А. Крестова РАН, г. Иваново

Рамазанова Анна Геннадьевна, кандидат химических наук, научный сотрудник, Институт химии растворов им. Г.А. Крестова РАН, г. Иваново, agr@isc-ras.ru

Балмасова Ольга Владимировна, кандидат химических наук, научный сотрудник, Институт химии растворов им. Г.А. Крестова РАН, г. Иваново

Яшкова Валентина Ивановна, инженер-исследователь, Институт химии растворов им. Г. А. Крестова РАН, г. Иваново

Валеев Альберт Ильгизярович, менеджер проекта по новым технологиям, Группа новых технологий УППРиГТМ, Подразделение заместителя Генерального директора — Главного геолога, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск

Information about the authors

Victor V. Korolev, Doctor of Chemistry, Lead Researcher, G.A. Krestov Institute of Solution Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Ivanovo

Anna G. Ramazanova, Candidate of Chemistry, Researcher, G.A. Krestov Institute of Solution Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Ivanovo, agr@isc-ras.ru

Olga V. Balmasova, Candidate of Chemistry, Researcher, G.A. Krestov Institute of Solution Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Ivanovo

Valentina I. Yashkova, Research Associate, G.A. Krestov Institute of Solution Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Ivanovo

Albert I. Valeev, New Technology Project Manager, New Technology Group, UPRP & GTM, Unit of Deputy General Director — Chief Geologist, RN-Yuganskneftegaz Ltd., Nefteyugansk

Статья поступила в редакцию 31.03.2022; одобрена после рецензирования 20.10.2022; принята к публикации 26.10.2022.

The article was submitted 31.03.2022; approved after reviewing 20.10.2022; accepted for publication 26.10.2022.

УДК 665.7.035.8

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-110-125

Диэлектрические исследования структурно-фазовых переходов в нефтях

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

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**shevelevamg@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы, касающиеся механизма застывания нефтей. Представлены результаты диэлектрических исследований структурно-фазовых переходов в нефтях месторождений Тюменской области в интервале температур $-110 \div +20$ °С. Установлена диэлектрическая релаксация нефтей, рассчитаны значения энергии активации и времени диэлектрической релаксации. Фазовый переход, определяемый диэлектрической релаксацией, интерпретирован как переход из стеклообразного состояния в ассоциированное. Стеклование нефтей, сопровождающееся прекращением внутреннего вращения в молекулах углеводородов, является признаком их истинного (или вязкостного) застывания. Определены температура стеклования и температурная область структурного застывания нефтей. Температуру стеклования принято считать истинной температурой застывания. Установлены взаимосвязи между физико-химическими характеристиками нефтей и параметрами, определяющими их диэлектрические свойства, которые были исследованы методами корреляционного и регрессионного анализа. Полученные регрессионные уравнения могут быть использованы для прогноза физико-химических характеристик нефтей в технологических процессах их добычи, промысловой подготовки и транспортировки.

Ключевые слова: нефть, диэлектрическая проницаемость, тангенс угла диэлектрических потерь, фазовые переходы, стеклование

Для цитирования: Шевелева, М. Г. Диэлектрические исследования структурно-фазовых переходов в нефтях / М. Г. Шевелева, Л. В. Таранова, С. Г. Агаев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-110-125 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 110–125.

A dielectric investigation of structural-phase transitions in oils

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

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**shevelevamg@tyuiu.ru*

Abstract. The article deals with issues related to the mechanism of solidification of oils. The authors present the results of a dielectric investigation of structural-phase transitions in oils from the fields of Tyumen region in the temperature range $-110 \div +20$ °C. The dielectric relaxation of oils has been established, the values of the activation energy and dielectric relaxation time have been calculated. The phase transition determined by dielectric relaxation is interpreted as a transition from the glassy state to the associated state. The glass transition of oils, accompanied by the cessation of internal rotation in hydrocarbon molecules, is a sign of their true (or viscous) solidification. The glass transition temperature and the temperature region of the structural solidification of oils were determined. The glass transition temperature is considered to be the true pour point. The

relationships between the physicochemical characteristics of oils and the parameters characterizing their dielectric properties were established, which were studied by the methods of correlation and regression analysis. The obtained regression equations can be used to predict the physico-chemical characteristics of oils in the technological processes of their extraction, field preparation and transportation.

Keywords: oil, permittivity, dielectric loss tangent, phase transitions, glass transition

For citation: Sheveleva, M. G., Taranova, L. V., & Agaev, S. G. (2022). A dielectric investigation of structural-phase transitions in oils. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 110-125. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-110-125

Введение

В последнее время в РФ в связи с освоением новых месторождений, в том числе в арктических районах, в общем объеме добычи возрастает доля вязких и высокозастывающих нефтей. При понижении температуры их реологические и гидродинамические характеристики значительно ухудшаются, что крайне негативно влияет на процессы добычи, промышленной подготовки и транспортировки таких нефтей. В частности, становятся необходимыми дополнительные перекачивающие мощности и промежуточный подогрев. Эта проблема особенно актуальна для северных регионов страны, в том числе и для районов Крайнего Севера Тюменской области из-за экстремальных климатических условий.

Известно [1], что потеря подвижности нефтей при понижении температуры происходит в результате вязкостного и структурного застывания. Вязкостное застывание обусловлено присутствием некристаллизующихся, то есть стеклющихся компонентов (парафино-нафтенных и алкилароматических углеводородов) и сопровождается резким повышением вязкости, вследствие чего нефть загустевает и становится неподвижной.

Основной причиной потери подвижности парафинистых нефтей является структурное застывание. Оно обусловлено присутствием в нефти кристаллизующихся твердых углеводородов. К твердым углеводородам нефти относятся парафиновые углеводороды нормального и изостроения; нафтенные углеводороды; ароматические и нафтенно-ароматические углеводороды с длинными боковыми цепями нормального и разветвленного строения [2]. При понижении температуры твердые углеводороды кристаллизуются с образованием пространственной сетки, которая препятствует движению жидкой фазы. Физико-химические основы процессов кристаллизации твердых углеводородов изложены в работах [1, 3, 4].

Кристаллизация твердых углеводородов в нефтях осложняется присутствием в них асфальто-смолистых веществ (АСВ). АСВ являются естественными депрессорами, снижающими температуру начала кристаллизации твердых углеводородов и способствующими образованию мелкокристаллической структуры. Изучение механизма действия смол на кристаллизацию парафинов приведено в работах [5, 6]. Установлено, что смолы, нерастворимые в феноле, обладают объемным действием, выражающимся

в изменении кристаллической структуры парафинов, а растворимые, не содержащие длинных боковых цепей и характеризующиеся высокой полярностью, – поверхностным действием, выражающемся в адсорбции на кристаллах парафина и сильной агломерации последних при сохранении неизменной их структуры.

Для объяснения потери подвижности нефти при понижении температуры исследователями предлагаются различные теории. Наибольшее распространение среди них получили кристаллизационная и сольватационная теории [1]. Кристаллизационная теория связывает потерю подвижности нефти с формированием структурированной системы, каркас которой связывает жидкую фазу [2].

Сольватационная теория объясняет потерю подвижности образованием сольватных оболочек вокруг кристаллов парафина, что приводит к значительному увеличению их объема, повышению внутреннего трения системы и, как следствие, потере ее текучести независимо от выделения твердой фазы.

В работах [7, 8] предложен механизм застывания нефтей. По мнению авторов, потеря подвижности нефтей при низких температурах происходит в результате сложных структурно-фазовых переходов кристаллизующихся и стеклющихся углеводородов. На рисунке 1 представлены схемы этих переходов (состояний).

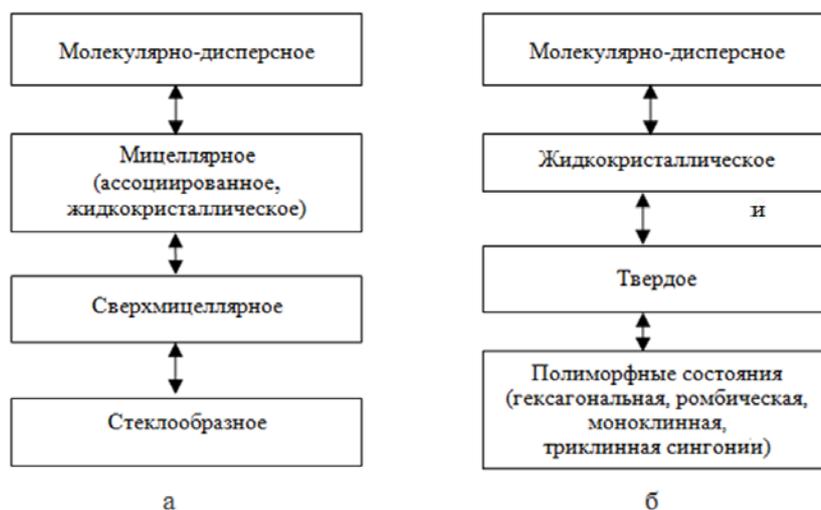


Рис. 1. Схемы структурно-фазовых переходов (состояний) при понижении температуры стеклющихся (а) и кристаллизующихся (б) углеводородов

Таким образом, потеря подвижности нефтей при понижении температуры сопровождается различными структурно-фазовыми переходами. Для изучения последних в нефтяных дисперсных системах используются вискозиметрические, калориметрические, спектроскопические ме-

тоды [9–12]. В настоящее время широкое распространение получили методы диэлектрической спектроскопии (ДС) вследствие их высокой чувствительности, эффективности, экспрессности и относительной простоты методик [2, 13, 14]. Методы ДС позволяют связывать диэлектрические параметры с составом, физико-химическими свойствами исследуемых систем, а также с происходящими в них структурными и фазовыми изменениями [13–16]. Возможность применения ДС к исследованию нефтей обусловлена наличием в них полярных компонентов — АСВ. Однако, как показал анализ литературных данных [12–14], диэлектрические исследования структурно-фазовых переходов в нефтях проводились преимущественно в положительной области температур.

Изложенное выше и определило цели и задачи данной работы — изучение структурно-фазовых переходов, сопровождающих потерю подвижности нефти при низких температурах, методом ДС, оценка возможности использования диэлектрических параметров для характеристики процесса застывания нефтей, а также выявление взаимосвязей между физико-химическими характеристиками (ФХХ) нефтей и диэлектрическими параметрами.

Объект и методы исследования

Объектами исследования послужили 25 образцов нефти месторождений Тюменской области. Для них были определены следующие физико-химические характеристики: плотность ρ_{20} при 20 °С; вязкость γ_{20} при 20 °С; молекулярная масса ММ; температура застывания t_3 ; содержание светлых фракций C_{CB} , выкипающих до 300 °С; содержание парафинов C_{II} ; содержание смол C_C ; содержание асфальтенов C_A ; суммарное содержание асфальто-смолистых веществ C_{ACB} и содержание серы C_S . Определения проводились по стандартным методикам [17].

Полученные результаты показывают, что исследуемые образцы относятся к нефтям разных типов, их физико-химические характеристики изменяются в широких пределах: $\rho_{20} = 821 \div 891$ кг/м³; $\gamma_{20} = 4,90 \div 33,16$ мм²/с; ММ = 184 ÷ 261; $t_3 = -23 \div +20$ °С; $C_{CB} = 28 \div 59$ об. %; $C_{II} = 1,62 \div 13,00$ масс. %, $C_C = 1,12 \div 9,32$ масс. %, $C_A = 0,07 \div 6,95$ масс. %, $C_{ACB} = 1,20 \div 15,38$ масс. %, $C_S = 0,08 \div 1,42$ масс. %.

Известно, что нефти представляют собой слабополярные диэлектрики. Исследование диэлектрических свойств нефтей проводили в ячейке с двумя коаксиальными электродами из нержавеющей стали. Емкость пустой ячейки составляла $113,0 \pm 0,33$ пкФ. Ячейку с помещенным в нее образцом сначала нагревали до +70 °С, несколько минут выдерживали при этой температуре, а затем охлаждали до –120 °С в парах жидкого азота. С помощью моста переменного тока измеряли емкость ячейки и тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) в температурном интервале от –110 до +20 °С при фиксированных значениях частоты электрического поля 1, 5 и 10 кГц. Используя полученные значения емкости ячейки и па-

раметры стандартной жидкости (гептана), проводили расчет диэлектрической проницаемости (ϵ) образцов нефти по известной формуле.

Результаты и обсуждение

В работе получены зависимости диэлектрических параметров (ϵ и $\operatorname{tg} \delta$) от температуры в исследованном интервале при фиксированной частоте электрического поля для 25 образцов нефти месторождений Тюменской области. Данные зависимости для некоторых образцов представлены на рисунках 2 и 3. Для остальных образцов эти зависимости имеют аналогичный характер, но отличаются численными значениями ϵ и $\operatorname{tg} \delta$, которые зависят от химического состава нефти. Диапазон варьирования параметров в условиях эксперимента составил: $2,0 \div 2,7$ — для диэлектрической проницаемости; $0,0059 \div 0,0250$ — для тангенса угла диэлектрических потерь.

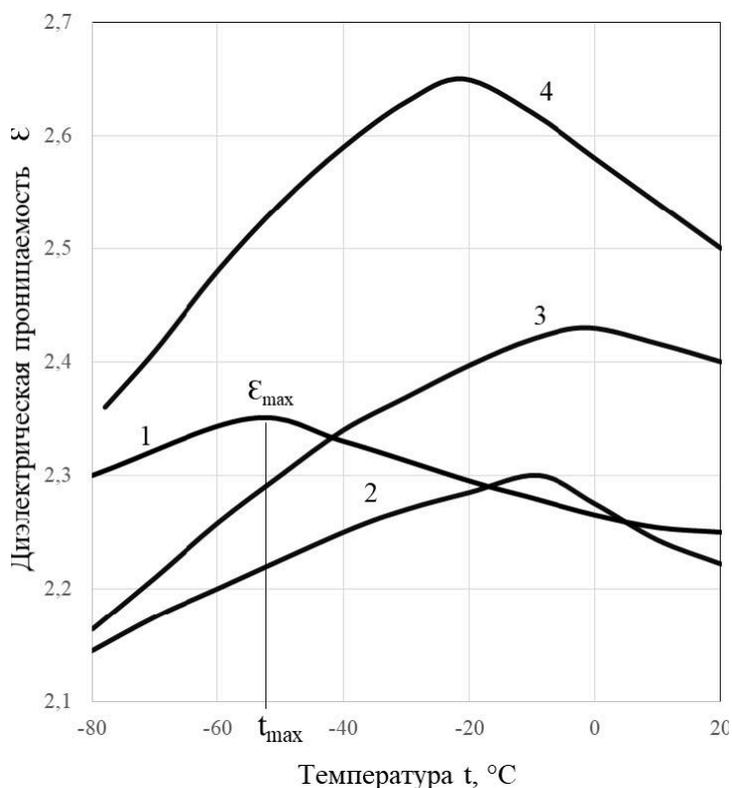


Рис. 2. Зависимости диэлектрической проницаемости ϵ от температуры t °C на частоте электрического поля 1 кГц для образцов нефти: 1–9; 2–14; 3–22; 4–23

Зависимости $\epsilon = f(t)$ имеют экстремальный характер. Как видно из рисунка 2, с ростом температуры в исследуемом интервале значения диэлектрической проницаемости образцов нефти возрастают, достигая неко-

того максимального значения ε_{\max} при температуре t_{\max} , а при дальнейшем повышении температуры уменьшаются. Считается [18, 19], что уменьшение диэлектрической проницаемости, а следовательно, и снижение полярности системы с ростом температуры обусловлены усилением теплового движения молекул, которое оказывает дезориентирующее воздействие.

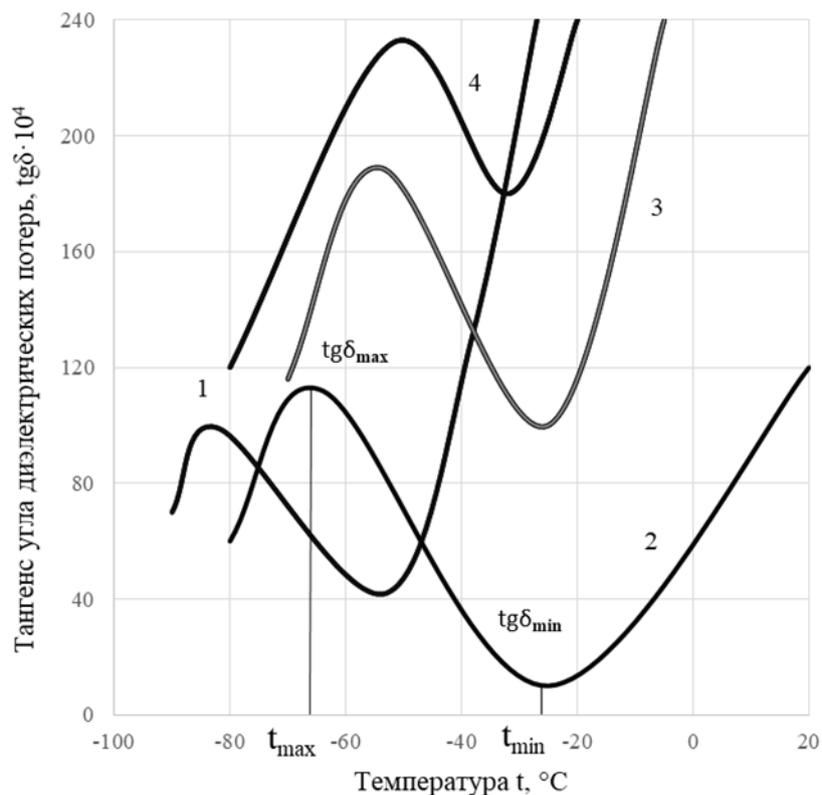


Рис. 3. Зависимости тангенса угла диэлектрических потерь $tg \delta$ от температуры t °C на частоте электрического поля 1 кГц для образцов нефти: 1–9; 2–14; 3–22; 4–23

Зависимости $tg \delta = f(t)$ для исследованных образцов нефти также характеризуются наличием экстремумов — минимумов ($tg \delta_{\min}$) и максимумов ($tg \delta_{\max}$) при температурах t_{\min} и t_{\max} соответственно. Значение и положение экстремумов на рассматриваемых зависимостях изменяются в широком диапазоне. Кроме того, положение $tg \delta_{\max}$ сдвинуто в область более низких температур по сравнению с ε_{\max} . Из экстремальных значений принято использовать параметр $tg \delta_{\max}$. Значения $tg \delta_{\max}$ и соответствующие им температуры на частотах электрического поля 1, 5, 10 кГц приведены в таблице 1. Анализ результатов показывает, что для исследованных образцов увеличение частоты электрического поля смещает максимум тангенса

угла диэлектрических потерь в сторону более высоких температур и несколько повышает его численное значение.

Таблица 1

Частотно-температурные зависимости $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ образцов нефти

Номер образца	1 кГц		5 кГц		10 кГц		$E_{\text{акт}}$, кДж/моль	τ_0 , с
	t_{\max} , °C	$\operatorname{tg} \delta_{\max}$	t_{\max} , °C	$\operatorname{tg} \delta_{\max}$	t_{\max} , °C	$\operatorname{tg} \delta_{\max}$		
1	–	0,0074	–91	0,0078	–87	0,0086	43,4	$1,09 \cdot 10^{-17}$
2	–92	0,0066	–86	0,0068	–80	0,0074	56,0	$9,92 \cdot 10^{-21}$
3	–88	0,0111	–83	0,0118	–79	0,0127	77,2	$2,27 \cdot 10^{-26}$
4	–86	0,0069	–80	0,0071	–74	0,0078	59,6	$3,14 \cdot 10^{-21}$
5	–84	0,0059	–76	0,0061	–72	0,0067	60,9	$2,37 \cdot 10^{-21}$
6	–82	0,0101	–74	0,0103	–70	0,0110	62,1	$1,61 \cdot 10^{-21}$
7	–82	0,0151	–76	0,0155	–73	0,0165	81,7	$7,30 \cdot 10^{-27}$
8	–82	0,0134	–75	0,0136	–71	0,0138	67,8	$4,47 \cdot 10^{-23}$
9	–82	0,0099	–74	0,0106	–72	0,0114	70,6	$8,19 \cdot 10^{-24}$
10	–76	0,0119	–68	0,0121	–64	0,0129	66,0	$5,06 \cdot 10^{-22}$
11	–72	0,0114	–64	0,0117	–60	0,0125	68,6	$2,33 \cdot 10^{-22}$
12	–72	0,0184	–62	0,0196	–58	0,0208	58,6	$9,45 \cdot 10^{-20}$
13	–64	0,0140	–56	0,0147	–53	0,0158	79,1	$2,72 \cdot 10^{-24}$
14	–64	0,0112	–54	0,0116	–51	0,0124	66,5	$4,00 \cdot 10^{-21}$
15	–64	0,0200	–56	0,0204	–52	0,0214	74,0	$4,97 \cdot 10^{-23}$
16	–62	0,0209	–55	0,0210	–51	0,0221	82,3	$6,48 \cdot 10^{-25}$
17	–62	0,0196	–52	0,0200	–49	0,0211	67,7	$2,83 \cdot 10^{-21}$
18	–60	0,0216	–52	0,0217	–48	0,0227	76,8	$2,30 \cdot 10^{-23}$
19	–58	0,0193	–50	0,0199	–47	0,0199	83,6	$7,81 \cdot 10^{-27}$
20	–58	0,0210	–48	0,0203	–46	0,0210	73,5	$2,26 \cdot 10^{-22}$
21	–56	0,0210	–46	0,0212	–44	0,0222	74,9	$1,57 \cdot 10^{-22}$
22	–52	0,0189	–45	0,0196	–40	0,0208	83,2	$3,20 \cdot 10^{-24}$
23	–52	0,0232	–46	0,0236	–40	0,0250	82,4	$4,59 \cdot 10^{-24}$
24	–52	0,0212	–45	0,0225	–40	0,0243	83,2	$3,20 \cdot 10^{-24}$
25	–50	0,0214	–42	0,0219	–38	0,0232	84,0	$3,32 \cdot 10^{-24}$

Установлена возможность линеаризации частотно-температурных зависимостей максимума тангенса угла диэлектрических потерь в полулогарифмических координатах: $\ln f - 1/T_{\max}$ (°K) (T_{\max} — температура, выра-

женная в градусах Кельвина). Данный факт свидетельствует о диэлектрической релаксации (ДР) в нефтях [20]. С использованием указанных выше зависимостей и уравнений вида $f = f_0 e^{-E_{\text{акт}}/RT}$ и $\tau_0 = 1/2\pi f_0$ [20] проведен расчет энергии активации и времени диэлектрической релаксации — $E_{\text{акт}}$ и τ_0 соответственно. Полученные значения $E_{\text{акт}}$ варьируются в пределах $43,4 \div 84,0$ кДж/моль, а τ_0 — в пределах $7,30 \cdot 10^{-27} \div 1,09 \cdot 10^{-17}$ с (см. табл. 1).

Сопоставление полученных результатов с литературными [20] показывает, что релаксационные процессы в исследуемых образцах нефти являются следствием преимущественно дипольной поляризации: значения энергии активации $E_{\text{акт}}$ характерны для дипольно-группового процесса, а значения времени релаксации τ_0 — для молекулярного. Поэтому кинетические единицы, участвующие в процессе, можно рассматривать как промежуточные между отдельными фрагментами молекулы и целой молекулой. В связи с этим можно предположить появление внутреннего вращения у отдельных фрагментов молекулы углеводородов нефти при повышении температуры в области низкотемпературной ДР, приводящее к частичной подвижности всей молекулы. Фазовый переход, определяемый диэлектрической релаксацией, может быть интерпретирован как переход из стеклообразного состояния в ассоциированное. Применительно к нефтям стеклование связывается с прекращением внутреннего вращения в молекулах углеводородов и рассматривается как истинное или вязкостное застывание. По аналогии с полимерами, согласно работе [20], за температуру стеклования (t_c) нефти в работе принята температура, соответствующая $\text{tg } \delta_{\text{max}}$ при $f = 1$ кГц.

Для исследованных образцов нефти значения t_c изменяются в пределах от -101 до -50 °С, и они во всех случаях оказываются значительно ниже температуры застывания t_z , определенной по ГОСТ 20287¹. Область, представляющая собой разность этих температур $\Delta t = |t_z - t_c|$, аналогично нефтяным смазочным маслам [21, 22] определена как температурная область структурного застывания. Значения Δt по экспериментальным данным варьируются в интервале $33 \div 116$ °С.

Для изучения взаимосвязей ФХХ нефтей с параметрами, определяющими их диэлектрические свойства (тангенсом угла диэлектрических потерь $\text{tg } \delta_{\text{max}}$, энергией активации $E_{\text{акт}}$ и временем релаксации τ_0), использовали методы корреляционного и регрессионного анализа. Степень тесноты корреляционной связи оценивали по значению коэффициента корреляции r_{XY} . При $r_{XY} = 0,20 \div 0,50$ связь считается слабой; при $r_{XY} = 0,50 \div 0,75$ — средней; при $r_{XY} = 0,75 \div 0,95$ — сильной; при $r_{XY} = 0,95 \div 1$ — функциональной [23]. При положительном значении коэффициента корреляции связь прямая, а при отрицательном — обратная.

¹ ГОСТ 20287-91. Методы определения температур текучести и застывания. – Введ. 1992-01-01. – М.: Стандартинформ, 1992. – 9 с.

Результаты корреляционного анализа, представленные в таблице 2, показывают, что между значениями $\lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$ и большинством ФХХ образцов нефти существует сильная связь. Из физических характеристик $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ наиболее тесно связан с температурными показателями нефти: температурой стеклования ($r_{XY} = 0,86$) и областью структурного застывания ($r_{XY} = -0,91$). Из характеристик состава нефти наиболее тесная связь $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ наблюдается с содержанием смол ($r_{XY} = 0,84$), хотя с содержанием асфальтенов — связь слабая ($r_{XY} = 0,35$).

Таблица 2

Оценка тесноты корреляционных связей физико-химических характеристик (ФХХ) нефтей с параметрами, определяющими их диэлектрические свойства ($\operatorname{tg} \delta$, $E_{\text{акт}}$ и τ_0)

ФХХ	Значение коэффициента корреляции r_{XY} для зависимости		
	ФХХ — $\lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$	ФХХ — $E_{\text{акт}}$	ФХХ — τ_0
ρ_{20}	0,79	0,64	-0,37
v_{20}	0,71	0,61	-0,25
ММ	0,61	0,65	-0,39
t_3	-0,59	-0,52	0,30
t_c	0,86	0,76	-0,45
Δt	-0,91	-0,84	0,49
$C_{\text{св}}$	-0,72	-0,59	0,39
$C_{\text{П}}$	-0,75	-0,63	0,32
$C_{\text{С}}$	0,84	0,61	-0,19
$C_{\text{А}}$	0,35	0,32	-0,14
$C_{\text{АСВ}}$	0,75	0,57	-0,20
$C_{\text{П}}/C_{\text{АСВ}}$	-0,83	0,62	0,18
C_{S}	0,77	0,62	-0,14

Энергия активации диэлектрической релаксации $E_{\text{акт}}$ хуже коррелирует с ФХХ нефти, чем $\operatorname{tg} \delta_{\max}$. В данном случае сильная связь (но с более низкими значениями r_{XY}) наблюдается только с 2 температурными показателями — температурой стеклования ($r_{XY} = 0,76$) и областью структурного застывания ($r_{XY} = -0,84$); с остальными характеристиками, за исключением содержания асфальтенов, связь средняя; с содержанием асфальтенов — слабая. Между временем диэлектрической релаксации τ_0 и всеми рассматриваемыми ФХХ нефти также существует слабая связь ($|r_{XY}| \leq 0,49$), поэтому эти зависимости не подвергались регрессионному анализу.

Для описания корреляционных зависимостей между ФХХ образцов нефти и показателями $\text{tg } \delta_{\text{max}}$ и $E_{\text{акт}}$, для которых установлена сильная связь, использовали регрессионные уравнения различного вида. Степень соответствия уравнения регрессии экспериментальным данным оценивали по величине достоверности аппроксимации R^2 . Чем выше значение R^2 , тем в большей степени уравнение соответствует экспериментальным данным [24]. Результаты регрессионного анализа (линейные и полиномиальные уравнения) представлены на рисунках 4, 5 и в таблице 3.

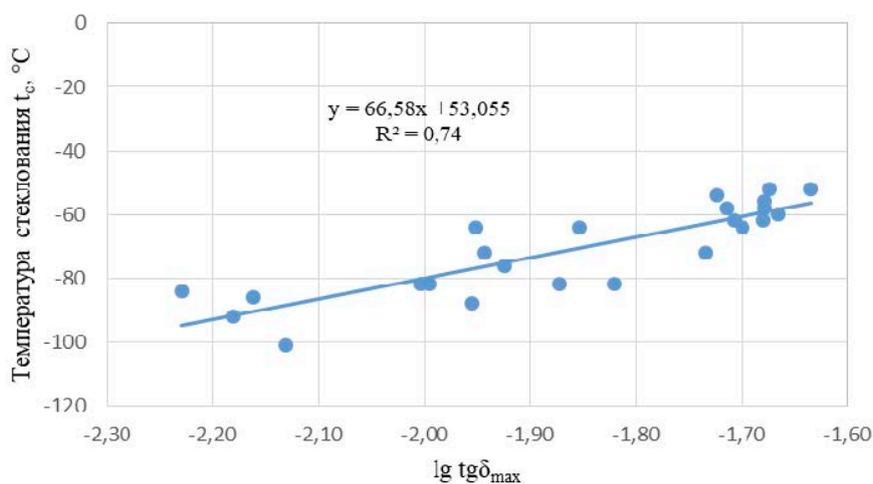


Рис. 4. Зависимость температуры стеклования t_c образцов нефти от $\lg \text{tg } \delta_{\text{max}}$

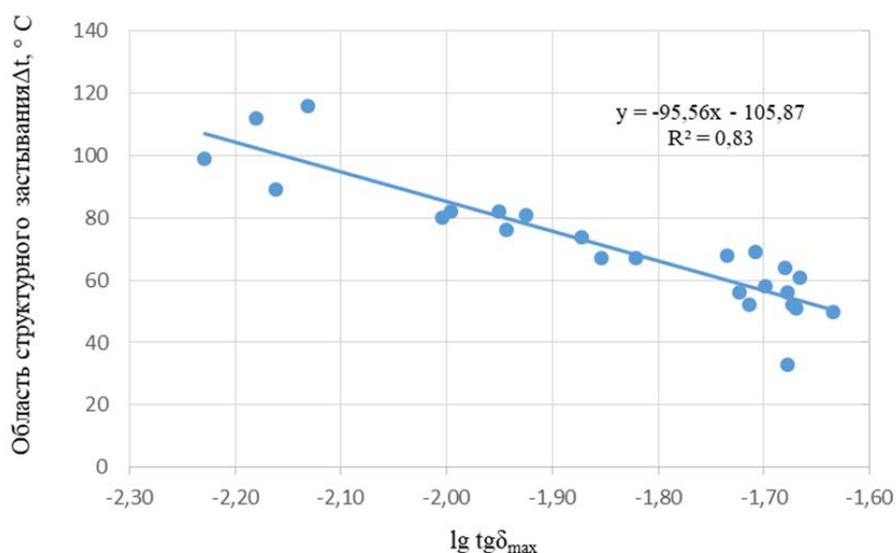


Рис. 5. Зависимость области структурного застывания Δt образцов нефти от $\lg \text{tg } \delta_{\text{max}}$

**Регрессионные уравнения зависимостей ФХХ образцов нефти
от тангенса угла диэлектрических потерь ($\lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$)**

Зависимость	Уравнение регрессии	Величина достоверности аппроксимации R^2
$\rho_{20} - \lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$	$y = 91,979x + 1030$	0,63
	$y = 113,19x^2 + 523,94x + 1437,9$	0,65
$t_c - \lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$	$y = 66,58x + 53,055$	0,74
	$y = 72,227x^2 + 340,64x + 310,18$	0,76
$\Delta t - \lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$	$y = -95,56x - 105,87$	0,83
	$y = -1,2602x^2 - 100,38x - 110,42$	0,83
$C_{\Pi} - \lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$	$y = -10,051x - 14,892$	0,56
	$y = 24,436x^2 + 83,201x + 73,182$	0,64
$C_C - \lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$	$y = 10,488x + 24,424$	0,69
	$y = 10,052x^2 + 48,848x + 60,655$	0,71
$C_{ACB} - \lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$	$y = 13,456x + 31,355$	0,56
	$y = 6,6687x^2 + 38,905x + 55,391$	0,57
$C_{\Pi}/C_{ACB} - \lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$	$y = -6,3403x - 10,666$	0,70
	$y = 20,496x^2 + 71,879x + 63,21$	0,87
$C_S - \lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$	$y = 1,8716x + 4,192$	0,60
	$y = 3,4579x^2 + 15,068x + 16,655$	0,64
$\Delta t - E_{\text{акт}}$	$y = -1,5503x + 180,85$	0,70
	$y = 0,0158x^2 - 3,6936x + 251,5$	0,71
$t_c - E_{\text{акт}}$	$y = 1,0255x - 143,36$	0,57
	$y = -0,0045x^2 + 1,6358x - 163,47$	0,57

Анализ результатов показывает, что полученные регрессионные уравнения описывают зависимости с достоверностью аппроксимации $0,56 \leq R^2 \leq 0,87$. Наибольшие значения R^2 наблюдаются для уравнений зависимостей показателей Δt (область структурного застывания) и C_{Π}/C_{ACB} (соотношение содержания парафинов и асфальто-смолистых веществ) от $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ ($\lg \operatorname{tg} \delta_{\max}$). Недостаточно высокие значения величины достоверности аппроксимации в целом, по-видимому, обусловлены сложностью химического состава нефти.

Полученные уравнения могут быть использованы для прогноза ФХХ нефтей в технологических процессах их добычи, промысловой подготовки

и транспортировки, что в значительной степени может сократить время и стоимость определения ФХХ нефтей по стандартным методикам.

Выводы

Таким образом, по результатам исследований 25 образцов нефти различных типов месторождений Тюменской области получены температурные зависимости диэлектрических параметров в широком диапазоне температур ($-110 \div +20$ °С) при фиксированной частоте электрического поля в интервале $1 \div 10$ кГц. Установлен экстремальный характер этих зависимостей. Обнаружена диэлектрическая релаксация нефтей, а определяемый ею фазовый переход интерпретирован как переход из стеклообразного состояния в ассоциированное. Стеклование нефти принято считать признаком ее истинного или вязкостного застывания. Определены температура стеклования и температурная область структурного застывания нефти.

Установлены взаимосвязи физико-химических характеристик образцов нефти с параметрами, определяющими их диэлектрические свойства (тангенсом угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta_{\max}$, энергией активации $E_{\text{акт}}$ и временем диэлектрической релаксации τ_0). Показано, что лучше всего физико-химические характеристики нефти коррелируют с тангенсом угла диэлектрических потерь ($\operatorname{lg} \operatorname{tg} \delta_{\max}$): между $\operatorname{lg} \operatorname{tg} \delta_{\max}$ и большинством из исследованных характеристик существует сильная связь.

Получены регрессионные уравнения, описывающие зависимости физико-химических характеристик образцов нефти от параметров, определяющих их диэлектрические свойства ($\operatorname{lg} \operatorname{tg} \delta_{\max}$ и $E_{\text{акт}}$) с приемлемой величиной достоверности аппроксимации R^2 . При этом наибольшие значения R^2 получены для уравнений, описывающих зависимости показателей Δt (область структурного застывания) и $C_{\text{П}}/C_{\text{АСВ}}$ (соотношение содержания парафинов и асфальто-смолистых веществ) от $\operatorname{lg} \operatorname{tg} \delta_{\max}$.

Полученные уравнения могут быть использованы для прогноза физико-химических характеристик нефтей в технологических процессах их добычи, промысловой подготовки и транспортировки.

Список источников

1. Черножуков, Н. И. Химия минеральных масел / Н. И. Черножуков, С. Э. Крейн, Б. В. Лосиков. – 2-е изд., перераб. – Москва : Гостоптехиздат, 1959. – 415 с. – Текст : непосредственный.
2. Казакова, Л. П. Твердые углеводороды нефти / Л. П. Казакова. – Москва : Химия, 1986. – 174 с. – Текст : непосредственный.
3. Китайгородский, А. И. Молекулярные кристаллы / А. И. Китайгородский. – Москва : Наука, 1971. – 424 с. – Текст : непосредственный.
4. Переверзев, А. Н. Производство парафинов / А. Н. Переверзев, Н. Ф. Богданов, Ю. Н. Рощин. – Москва : Химия, 1973. – 224 с. – Текст : непосредственный.

5. Фаузи, М. Влияние глубины фенольной очистки остаточного масла на показатели процесса депарафинизации / М. Фаузи, Б. Н. Карнинин, Н. И. Черножуков. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1963. – № 8. – С. 61–64.
6. К вопросу о механизме действия смол на кристаллизацию парафинов / А. Е. Лисовский, Б. Н. Карнинин, Л. А. Гухман, Н. И. Черножуков. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1965. – № 6. – С. 57–61.
7. 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.
8. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив : монография / С. Г. Агаев, А. М. Глазунов, С. В. Гульятев, Н. С. Яковлев ; Федеральное агентство по образованию, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2009. – 145 с. – Текст : непосредственный.
9. Исследование структурообразования и ассоциации компонентов в нефтяных маслах вискозиметрическими методами / С. Д. Лихтеров, Г. И. Шор, А. П. Лапин [и др.]. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1978. – № 6. – С. 55–58.
10. Релаксационные и фазовые переходы при формировании структуры нефтяных битумов по данным модулированной ДСК / И. Н. Фролов, Т. Н. Юсупов, М. А. Зиганшин [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19, № 5. – С. 67–72.
11. Влияние температуры и напряжения сдвига на реологические свойства нефтяных дисперсных систем / Л. П. Семихина, А. М. Пашнина, И. В. Ковалева, Д. В. Семихин. – DOI 10.21684/2411-7978-2018-4-3-36-52. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-химическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 3. – С. 36–52.
12. Физико-химические свойства нефти месторождений Восточной и Западной Сибири : комплексное изучение методами диэлектрической спектроскопии и ЯМР-релаксометрии / А. А. Мезин, М. Й. Шумскайте, Е. С. Чернова, А. И. Бурухина. – DOI 10.18799/24131830/2021/2/3047. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 2. – С. 106–115.
13. Диэлектрическая спектроскопия в исследовании структурной организации нефтяных дисперсных систем / Д. В. Сараев, И. В. Лунёв, Т. Н. Юсупова [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал. – 2005. – № 1. – URL: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12005>.
14. 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.
15. Григоров, А. Б. Влияние состава нефти на ее диэлектрические свойства / А. Б. Григоров. – Текст : непосредственный // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 7 (89). – С. 21–24.
16. Скворцов, Б. В. Исследование корреляционных зависимостей между октановым числом и электродинамическими параметрами углеводородных продуктов / Б. В. Скворцов, Е. А. Силов. – Текст : непосредственный // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2009. – Т. 11, № 5. – С. 64–71.

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

18. Боровиков, Ю. Я. Диэлектрометрия в органической химии / Ю. А. Боровиков ; АН УССР, Институт органической химии. – Киев : Наукова думка, 1987. – 216 с. – Текст : непосредственный.

19. Ахадов, Я. Ю. Диэлектрические свойства чистых жидкостей : справочник / Я. Ю. Ахадов ; Гос. ком. стандартов Совета Министров СССР. Гос. служба стандартных и справ. данных. – Москва : Издательство стандартов, 1972. – 412 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, 1986. – 224 с. – Текст : непосредственный.

21. 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.

22. 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.

23. Губин, В. И. Статистические методы обработки экспериментальных данных : учебное пособие / В. И. Губин, В. Н. Осташков ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. – 202 с. – Текст : непосредственный.

24. 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. Chernozhukov, N. I., Kreyn, S. E., & Losikov, B. V. (1959). *Khimiya mineral'nykh masel*. 2nd edition, revised. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 415 p. (In Russian).

2. Kazakova, L. P. (1986). *Tverdye uglevodorody nefi*. Moscow, Khimiya Publ., 174 p. (In Russian).

3. Kitaygorodskiy, A. I. (1971). *Molekulyarnye kristally*. Moscow, Nauka Publ., 424 p. (In Russian).

4. Pereverzev, A. N., Bogdanov, N. F., & Roshchin, Yu. N. (1973). *Proizvodstvo parafinov*. Moscow, Khimiya Publ., 224 p. (In Russian).

5. Fauzi, M., Kartinin, B. N., & Chernozhukov, N. I. (1963). Vliyanie glubiny fenol'noy ochistki ostatochnogo masla na pokazateli protsessa deparafinizatsii. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (8), pp. 61-64. (In Russian).

6. Lisovskiy, A. E., Kartinin, B. N., Gukhman, L. A., & Chernozhukov, N. I. (1965). K voprosu o mekhanizme deystviya smol na kristallizatsiyu parafinov. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (6), pp. 57-61. (In Russian).

7. Aгаев, С. Г. (1993). O mekhanizme zastyvaniya neftey i nefteproduktov. Tezisy dokladov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri. Problemy dobychi i transportirovki". Tyumen, pp. 170-171. (In Russian).

8. Agaev, S. G., Glazunov, A. M., Gul'tyaev, S. V., & Yakovlev, N. S. (2009). Uluchshenie nizkoterperaturnykh svoystv dizel'nykh topliv. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 145 p. (In Russian).
9. Likhterov, S. D., Shor, G. I., Lapin, A. P., Al'tshuler, L. A., & Kuznetsov, Yu. V. (1978). Issledovanie strukturoobrazovaniya i assotsiatsii komponentov v neftyanykh maslakh viskozimetricheskimi metodami. Khimiya i tekhnologiya topliv i masel, (6), pp. 55-58. (In Russian).
10. Frolov, I. N., Yusupov, T. N., Ziganshin, M. A., Okhotnikova, E. S., & Firsin, A. A. (2016). Relaksatsionnye i fazovye perekhody pri formirovani struktury neftyanykh bitumov po dannym modulirovannoy DSK. Vestnik tekhnologicheskogo universiteta, 19(5), pp. 67-72. (In Russian).
11. Semikhina, L. P., Pashnina, A. M., Kovaleva, I. V., & Semikhin, D. V. (2018). Temperature and shear stress effect on reological properties of oil-disperse systems. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 4(3), pp. 36-52. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-36-52
12. Mezin, A. A., Shumskayte, M. Y., Chernova, E. S., & Burukhina, A. I. (2021). Physical/chemical properties of oil from Eastern and Western Siberia deposits: integrated study by dielectric spectroscopy and NMR relaxometry methods. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 332(2), pp. 106-115. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2021/2/3047
13. Saraev, D. V., Lunev, I. V., Yusupova, T. N., Tagirzyanov, M. I., Yakubov, M. R., Gusev, Yu. A., & Romanov, G. V. (2005). Dielectric spectroscopy in studying mechanisms of structure-forming oils. Oil and Gas Business, (1). (In English). Available at: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12005>
14. Tukhvatullina, A. Z., Yusupova, T. N., Shaykhtudinov, A. A., & Gusev, Yu. A. (2010). Vliyanie kristallizatsii vysokomolekulyarnykh parafinov na reologicheskie i dielektricheskie svoystva nefi. Bulletin of the Kazan Technological University, (9), pp. 560-567. (In Russian).
15. 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).
16. Skvorcov, B. V., & Silov, E. A. (2009). Research of correlation dependences between octan number and electrodynamic parameters of hydrocarbonic products. Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra Rossiyskoy akademii nauk, 11(5), pp. 64-71. (In Russian).
17. Abryutina, N. N., Abushaeva, V. V., Aref'ev, O. A., Arhangel'skaya, R. A., Bartashevich, O. V., Belonin, M. D.,... Krasavchenko, M. I. (1984). Sovremennyye metody issledovaniya neftey: spravochno-metodicheskoe posobie. Leningrad, Nedra Publ., 431 p. (In Russian).
18. Borovikov, Yu. Ya. (1987). Dielektrometriya v organicheskoy khimii. Kiev, Naukova dumka Publ., 216 p. (In Russian).
19. Akhadov, Ya. Yu. (1972). Dielektricheskie svoystva chistykh zhidkostey: spravochnik. Moscow, Izdatel'stvo standartov Publ., 412 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. Agaev, S. G., Sheveleva, M. G., & Deryugina, O. P. (1990). Temperaturno-dielektricheskaya spektroskopiya maslyanykh uglevodorodov iz smesi neftey Zapadnoy Sibiri. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (6), pp. 51-55. (In Russian).

22. 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).

23. 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).

24. Kuvayskova, Yu. E. (2017). *Ekonometrika*. Ulyanovsk, Ulyanovsk State Technical University Publ., 166 p. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

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

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

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

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, главный научный сотрудник кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Slavik G. Agaev, Doctor of Engineering, 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 07.04.2022.

The article was submitted 15.03.2022; approved after reviewing 30.03.2022; accepted for publication 07.04.2022.

**Памяти известного российского ученого И. Ю. Быкова
(15.10.1939 — 01.12.2022)**



Игорь Юрьевич Быков,
доктор технических наук, профессор кафедры машин
и оборудования нефтяной и газовой промышленности
Ухтинского государственного технического университета

Игорь Юрьевич родился 15 октября 1939 года в г. Якутске.

С 1958 года жил и работал в г. Ухте. Высшее образование с квалификацией горного инженера получил на нефтегазопромысловом факультете МИНХ и ГП им. И. М. Губкина. В 1972 году был принят преподавателем кафедры охраны труда в Ухтинский индустриальный институт.

В 1980 году защитил кандидатскую, в 1996-м — докторскую диссертацию.

50 лет своей жизни Игорь Юрьевич посвятил Ухтинскому государственному техническому университету (УГТУ), возглавляя кафедру

«Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», работе проректором по науке.

Вся его научная деятельность связана с разведкой и разработкой нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции. Игорь Юрьевич занимался изучением геокриологического строения Тимана, участвовал в разведке и разработке Тэбукского, Вуктыльского, Усинского, Возейского месторождений, в проектировании обустройства Харьгинского и ряда других северных нефтегазодобывающих месторождений. Под его руководством и при активном участии решены многие проблемы строительства нефтегазодобывающих скважин в условиях многолетней мерзлоты, ликвидации шламовых амбаров, очистки, обезвреживания и утилизации буровых отходов, а также многие другие разработки. Список научных трудов Игоря Юрьевича включает более 420 научных публикаций, из которых более 160 научных статей ВАК, 7 справочных руководств, 6 учебников, более 40 учебных и методических изданий, 14 монографий, более 80 авторских свидетельств на изобретения.

Под руководством И. Ю. Быкова в УГТУ была организована научная школа «Машины, оборудование и процессы при нефтегазодобыче и транспорте в условиях Крайнего Севера», целый ряд исследователей защитили докторские, кандидатские, магистерские диссертации. Он был действительным членом Российской академии естественных наук, академиком Академии промышленной экологии, членом редколлегии многих научных журналов, в том числе и выпускаемого в Тюменском индустриальном университете журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ». Научно-педагогическая деятельность И. Ю. Быкова отмечена орденом «За заслуги перед Отечеством» II степени, медалями ВДНХ СССР, почетной грамотой Президиума Верховного Совета Коми АССР.

Ушел из жизни, но не из нашей памяти крупный ученый, великолепный педагог, наставник, замечательный человек Игорь Юрьевич Быков, имя которого навсегда будет вписано в историю становления и развития нефтегазодобывающей отрасли и высшего специального образования России. Он ушел, но остались его ученики, которые, условно, продолжают его дело.

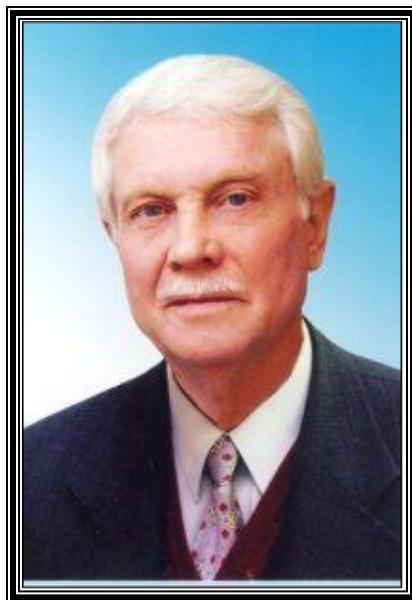
Выражаем искренние соболезнования родным, близким и коллегам в связи с уходом из жизни Игоря Юрьевича Быкова, светлая память о нем навсегда останется в наших сердцах.

*Ректорат ТИУ, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
коллеги, друзья, редакция журнала
«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*

Памяти исследователя, преподавателя, ученого

Г. А. Кулябина

(12.06.1936 — 13.12.2022)



13 декабря 2022 года на 87 году жизни перестало биться сердце **Геннадия Андреевича Кулябина**, замечательного человека, новатора, талантливого преподавателя, одного из основателей высшего технического нефтяного, бурового образования в Тюмени, профессора кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета (ТИУ), доктора технических наук, академика РАЕН, Почетного нефтяника.

Геннадий Андреевич родился 12 июня 1936 г. в семье служащих в г. Нальчике Кабардино-Балкарии. В 1946–1952 гг. — воспитанник Архызского детского дома. В 1954–1956 гг. служил в рядах Советской Армии, впоследствии лейтенант. Работал на газопромысле в Ставропольском крае, тогда же окончил 10 классов.

В 1959 г. поступил в Грозненский нефтяной институт (специальность «Разработка нефтяных и газовых месторождений», квалификация «горный инженер»), в то же время год работал на нефтепромысле.

После окончания института (1964 г.) направлен на работу в Вахскую нефтегазоразведочную экспедицию (Тюменская область), с 1966 по 1967 гг. — инженер по технике безопасности в объединении Пенза-облгаз. В 1967 году поступил в очную аспирантуру при кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального института, где остался работать ассистентом, затем старшим преподавателем и доцентом. Кандидатскую диссертацию защитил в 1972 году.

В 1985 году был принят на должность заведующего сектором лаборатории технологии бурения в Сибирский НИИ нефтяной промышленности. Направлением его научной деятельности было исследование и разработка теоретических основ технологии бурения, привода долота и модели автоматизированного управления процессом разрушения горных пород с целью повышения эффективности процесса углубления скважин. Очень много внимания с его стороны уделено разработке и изготовлению стенда для исследования динамических процессов в бурильном инструменте и в промывочной жидкости, результаты которых послужили основой его докторской диссертации, которую он успешно защитил в 2002 году на диссертационном совете в Тюменском государственном нефтегазовом университете (ТюмГНГУ), где с 1987 года работал в должности доцента, а с 1994 года — профессором родной ему кафедры.

В результате исследований Геннадий Андреевич получил 12 авторских свидетельств и патентов. Им разработаны основы методики проектирования эффективных параметров режима бурения скважин с гидравлическими забойными двигателями; роторно-шпиндельный способ бурения скважин с соответствующими устройствами, два из которых испытаны в условиях Тюменской области и в Татарстане с существенным экономическим эффектом; устройство для обеспечения необходимой осевой нагрузки на забой скважин.

Геннадий Андреевич более 50 лет посвятил научно-педагогической деятельности. Всегда спокойный, доброжелательный, отзывчивый и внимательный — он пользовался уважением и любовью в коллективе. Отличался огромным трудолюбием, был настоящим профессионалом своего дела. За многолетний труд и высокие научные и профессиональные достижения в деле подготовки кадров нефтегазовой отрасли неоднократно удостоивался заслуженных наград.

Г. А. Кулябин — автор 130 научных работ, в том числе трех учебных пособий для инженеров-буровиков, трех монографий. Подготовил к защите диссертационных работ 6 докторов и кандидатов наук; под его руководством обучены более 3 000 инженеров-буровиков. Более 15 лет был активным членом диссертационного совета ТюмГНГУ.

Работа Геннадия Андреевича высоко оценена. Он Ветеран труда, Почетный нефтяник, Почетный работник ТюмГНГУ.

Скорбим в связи с кончиной Геннадия Андреевича Кулябина, выражаем глубокие соболезнования родным и близким. Утрата эта тяжела, безвременна и невозполнима.

*Ректорат ТИУ, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
коллеги, друзья, ученики, редакция журнала
«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*

Памяти друга, коллеги, ученого С. Ю. Торопова
(14.07.1952 — 13.12.2022)



13 декабря 2022 года на 71 году ушел из жизни замечательный человек, **Сергей Юрьевич Торопов**, доктор технических наук, профессор кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского индустриального университета (ТИУ).

Сергей Юрьевич Торопов родился в 1952 году в г. Тюмени. В 1969 году окончил среднюю школу № 14 г. Тюмени, в 1976 году — Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, в 1986-м — аспирантуру по кафедре «Сооружение и ремонт газонефтепроводов, нефтебаз и газохранилищ» и защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук по теме: «Применение бескорпусной воздушной подушки при сооружении магистральных трубопроводов». После окончания аспирантуры на этой же кафедре вел научно-педагогическую деятельность (с 2010 года — кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов») Тюменского индустриального института (с 2016 года — Тюменский индустриальный университет) в качестве профессора.

Основные этапы научно-педагогической деятельности Сергея Юрьевича Торопова: младший научный сотрудник ЗСФ «ВНИ-

ИНефтемаш», (1976–1978 гг.); ассистент ТИИ (1986 г.); доцент (1986 г.); и.о. заведующего кафедрой (1992–1993 гг.); профессор кафедры (с 2008 г.).

Стаж научно-педагогической деятельности С. Ю. Торопова — 36 лет.

С. Ю. Торопов являлся научным экспертом ПАО «Газпром», членом диссертационного совета Д 24.2.419.03 при Тюменском индустриальном университете.

Награжден Почетными грамотами ПАО «Газпром», ОАО «Сибнефтепровод», Ученого Совета Тюменского индустриального университета, Ученого Совета Института транспорта, медалью «Почетный работник Тюменского индустриального университета».

По результатам научной деятельности С. Ю. Тороповым опубликовано более 100 научных трудов, в том числе 5 монографий, 5 учебных пособий и учебников, патенты. Основные результаты работы опубликованы в журналах «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ», «Нефтяное хозяйство», «Территория Нефтегаз», «Газовая промышленность» и др.

С. Ю. Торопов являлся научным руководителем соискателей и аспирантов по научной специальности 2.8.5 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ». Под его руководством проводились научные исследования по актуальным научным направлениям: разработка прогрессивных методов сооружения и ремонта магистральных газонефтепроводов; ремонт линейной части трубопроводов в сложных условиях; внутритрубные методы ремонта линейной части трубопроводов и подводных переходов; наклонно направленное бурение.

Мы запоем его не только как талантливоо ученого, но и как человека, сочетающего в себе много уникальных качеств: живоо ум, природную тактичность, жизненную энергию, быстроту мысли, умение сплотить и воодушевить коллег.

Выражаем искренние соболезнования родным, близким и коллегам в связи с уходом из жизни Сергея Юрьевича Торопова, светлая память о нем навсегда останется в наших сердцах.

*Ректорат ТИУ, кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»,
коллеги, друзья, ученики, редакция журнала
«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*

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 № 2523.
Дата выхода в свет 28.12.22. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 7,60. Усл. печ. л. 12,07.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего
образования «Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,
Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Anastasia S. Kolennikova
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2523.
Date of publishing 28.12.22. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 7,60. Conventional printed sheets 12,07.
Distributed by subscription. Free price.

Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.
625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.
Printing house of the library and publishing complex.
625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.