

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 (150) Ноябрь — декабрь 2021	6 (150) November — December 2021
----------------------------------	-------------------------------------

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

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

Учредители журнала

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

Редакция

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

The Journal Founders

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

Editorial office

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

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

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

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

Наше издание рассчитано на профессорско-преподавательский состав, аспирантов, студентов вузов, работников научно-исследовательских и проектных институтов, инженерно-технический персонал нефтегазовых объединений и предприятий.

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

- **05.02.22** Организация производства (по отраслям) (технические науки)
- **25.00.07** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **25.00.10** Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (геолого-минералогические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **25.00.15** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **25.00.17** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **25.00.19** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

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

Our journal is aimed at the academic staff, post-graduate students, university students, researchers and design institutes, engineering and technical staff of oil and gas associations and enterprises.

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

ЮБИЛЕЙ

К 90-летию Анатолия Георгиевича Калинина	9
---	----------

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Бембель Р. М., Бембель С. Р., Забоева М. И., Левитина Е. Е. Геосолитонная природа систем высокодебитных залежей углеводородов	13
Заватский М. Д., Нежданов А. А., Курчатова А. Н. Особенности состава газа, сорбированного в породах верхней части разреза осадочного чехла	23
Катанов Ю. Е., Зубченко И. О., Тарасенко А. В., Воробьева С. В. Исследование характера распространения взвешенного вещества при влиянии фациально-генетических характеристик донных отложений	36
Козырев В. И., Бешенцев В. А. Особенности выполнения опытно-фильтрационных работ на участках недр, эксплуатируемых одиночными водозаборами	46
Москаленко Н. Ю. Факторы, определяющие слабую сцементированность пород сеноманского возраста Большехетской зоны месторождений	57

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ваганов Ю. В. Концепция оценки эффективности технологий освоения низконапорного газа	69
Огай В. А., Мусакаев Н. Г., Юшков А. Ю., Довбыш В. О., Васильев М. А. Методика экспериментального исследования газожидкостного потока с пенообразующими поверхностно-активными веществами в вертикальном канале	76
Сохошко С. К., Мадани С. Особенности притока газа к горизонтальному стволу скважины при различных его траекториях	90

Фоминых О. В., Леонтьев С. А. Исследование методов расчета объема метана, растворенного в пластовой воде	103
--	-----

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Торопов Е. С., Дорофеев С. М., Торопов С. Ю., Сорокина Е. М., Пономарева Т. Г. Оценка величины утечек через сквозной дефект трубопровода при использовании внутритрубных ремонтных элементов	112
Якупов А. У., Черенцов Д. А., Торопов С. Ю., Земенкова М. Ю., Шабаров А. Б., Чижевская Е. Л., Пономарева Т. Г. Предиктивное управление пусковым давлением магистрального нефтепровода	125

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ковенский И. М., Корешкова Е. В., Кулемина А. А., Чаугарова Л. З. Влияние молибдена на структуру и свойства электроосажденных сплавов железа и никеля	134
---	-----

ПОМНИМ

Памяти известного российского ученого Ивана Ивановича Клещенко	144
Памяти известного российского ученого Ромена Зеликовича Магарила	146

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	149
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	152

CONTENTS

ANNIVERSARY

The 90th anniversary of Anatoly Georgievich Kalinin	9
---	----------

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Bembel R. M., Bembel S. R., Zaboeva M. I., Levitina E. E. The geosoliton concept of high output hydrocarbon deposits formation	13
Zavatsky M. D., Nezhdanov A. A., Kurchatova A. N. Features of the composition of gas sorbed in the rocks of the upper part of the sedimentary cover section	23
Katanov Yu. E., Zubchenko I. O., Tarasenko A. V., Vorobjeva S. V. Investigation of the nature of suspended matter under the influence of the facies-genetic characteristics of bottom sediments	36
Kozyrev V. I., Beshentsev V. A. Peculiarities of performance of experimental filtering works in sites subsoil operated by single water intakes	46
Moskalenko N. Yu. Determining factors of the unconsolidated rocks of Cenomanian reservoir on the Bolshekhetskaya depression	57

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Vaganov Yu. V. The concept of evaluating the effectiveness of technologies for the development of low-pressure gas	69
Ogai V. A., Musakaev N. G., Yushkov A. Yu., Dovbysh V. O., Vasilev M. A. The method for study of vertical gas-liquid flow with foaming agent	76
Sokhoshko S. K., Madani S. Features of gas inflow to a horizontal wellbore at various trajectories	90
Fominykh O. V., Leontiev S. A. An investigation of methods for calculating the volume of methane dissolved in reservoir water	103

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Toropov E. S., Dorofeev S. M., Toropov S. Yu., Sorokina E. M,
Ponomareva T. G.

**Estimation of the value of leaks through a through defect of the pipeline
when using in-pipe repair elements** 112

Yakupov A. U., Cherentsov D. A., Toropov S. Yu., Zemenkova M. Yu.,
Shabarov A. B., Chizhevskaya E. L., Ponomareva T. G.

Predictive control of the starting pressure of the main oil pipeline 125

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Kovenskiy I. M., Koreshkova E. V., Kulemina A. A., Chaugarova L. Z.

**Effect of molybdenum on the structure and properties of electrodeposited
alloys of iron and nickel** 134

IN MEMORIAM

**In memory of Ivan Ivanovich Kleshchenko,
the famous Russian scientist** 144

**In memory of Romen Zelikovich Magaril,
the famous Russian scientist** 146

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) 149

Manuscripts presentation requirements (In English) 152



Ученому, учителю, наставнику, одному из основателей, научному руководителю и координатору становления и развития отечественной школы бурения наклонно направленных скважин Анатолию Георгиевичу Калинину — 90 лет!

Анатолий Георгиевич родился в г. Кяхте Республики Бурятия 12 ноября 1931 г. в семье военнослужащего. В школе учился в 1939–1949 годы. После окончания поступил в Московский геологоразведочный институт им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) на факультет «Техника разведки». После окончания в 1954 г. А. Г. Калинин начал свой трудовой путь старшим буровым мастером Абазинской геологоразведочной партии Западно-Сибирского геологического треста, где бурение скважин велось дробовым способом и под большим наклоном их стволов. Он увлекся идеей усовершенствования наклонно направленного способа проводки скважин и этому посвятил всю свою жизнь. В 1955 г. он инженер по бурению Тейской геологоразведочной партии и руководит буровыми работами на трех буровых. В 1956 г. — начальник производственно-технического отдела Западно-Сибирского геологоразведочного треста, где собрал большой материал по естественному искривлению скважин и технологии направленного бурения на Тейском, Таштагольском, Шерегешевском железорудных месторождениях Горной Шории, Кузнецкого Алатау и Республики Хакасии. В 1956 г. поступает в аспирантуру МГРИ, а в 1959 г. под руководством профессора Б. И. Воздвиженского защищает кандидатскую диссертацию «Закономерности искривления разведочных скважин на месторождениях Горной Шории и методы борьбы с искривлениями», в которой даны рекомендации по технологии бурения направленных скважин на месторождениях, приведенных выше. Анатолий Георгиевич работал старшим инженером научно-исследовательского отдела центрального конструкторского бюро Министерства геологии и охраны недр, старшим научным сотрудником Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники (ВНИИБТ), где и нашел свое истинное призвание. В 1967 г. был назначен руководителем лаборатории наклонно направленного бурения и борьбы с кривизной отдела технологии буровых работ, которой руководил с 1972 по 1982 гг.

С открытием крупных нефтяных и газовых месторождений в сложных для обустройства промыслов районах Западной Сибири появилась необходимость в кустовом способе строительства скважин. В 1965 г. под руководством А. Г. Калинина специалистами ВНИИБТ и Гипротюменнефтегаза проводились опытно-промысловые работы при бурении первой в Западной Сибири наклонной скважины № 501 на Усть-Балыкском месторождении, а в 1966 г. — скважины № 531 на этом же месторождении. Важнейшим практическим итогом работ явилось подтверждение эффективности комплекса для проводки наклонных скважин на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири, разработанного под его руководством. Результаты бурения этих скважин послужили основанием для широкомасштабного приме-

ния технологии кустового строительства скважин, что позволило в кратчайшие сроки и с минимальными затратами освоить и запустить в эксплуатацию десятки нефтегазовых месторождений в сложных природно-климатических и геолого-технических условиях Западно-Сибирского региона.

Предложенная А. Г. Калининым в соавторстве с Ю. С. Васильевым и А. С. Бронзовым методика определения суммарного действия сил трения и углов искривления, возникающих в скважине, позволила прогнозировать возможность проведения ее по заданному профилю. Разработанные научные положения оптимального управления траекторией ствола наклонной и горизонтальной скважины в процессе бурения были рекомендованы Министерствами нефтяной и газовой промышленности в качестве основы при разработке автоматизированной системы управления процессом бурения наклонных и вертикальных скважин. Теоретические исследования и проведенные работы на специально созданных стендах позволили создать ряд отклоняющих и стабилизирующих устройств. Во ВНИИБТ А. Г. Калининым основана научная школа направленного бурения, созданы теоретические основы расчета компоновок низа бурильной колонны, разработаны научные основы проектирования профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин и управления их проводкой.

В 1972 г. под научно-методическим руководством А. Г. Калинина пробурена скважина № 1 Одопту-море с рекордным для того времени отклонением забоя от вертикали в 2,5 км, положившая начало освоению шельфовых месторождений нефти Сахалина.

Калинин А. Г. является одним из ведущих ученых России по методике и технике разведки месторождений полезных ископаемых, технологии бурения глубоких скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые методом направленного бурения наклонных, горизонтальных, разветвленно-горизонтальных скважин, а также восстановления аварийного фонда эксплуатационных нефтяных, газовых и водяных скважин методом забуривания новых стволов. Значительные исследования проведены в области проблем бурения горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивных пластов, а также для геотехнологических и экологических целей. Характерной особенностью научных разработок Анатолия Георгиевича является использование математических методов планирования экспериментов и решения задач с позиции системного подхода. За 55 авторских свидетельств и патентов на изобретения ему присвоено звание «Изобретатель СССР». Основные взгляды А. Г. Калинина на вопросы естественного и искусственного искривления скважин изложены в инструкциях по бурению наклонно направленных скважин (1966, 1983), по забуриванию новых стволов (1971), по предупреждению искривления вертикальных скважин (1975, 1986), в справочниках, впервые выпущенных в нашей стране: «Бурение наклонных скважин» (1990), «Бурение наклонных и горизонтальных скважин» (1997).

В 1974 г. А. Г. Калинин защитил докторскую диссертацию на тему «Теоретические исследования и разработка технических средств управления траекторией стволов наклонных и вертикальных скважин». Он автор более 270 научных работ, в их числе более 25 монографий, справочников и учебников, из них наиболее известны в России и за рубежом следующие: «Искривление буровых скважин» (1963), «Техника и технология направленного бурения» (1967), «Искривление скважин» (1974), «Расчет компоновок нижней части бурильной колонны» (1977), «Бурение наклонных скважин» (1990), «Профили наклонных скважин и компоновки низа бурильных колонн» (1995), «Бурение наклонных и горизонтальных скважин» (1997), «Основы бурения нефтяных и газовых скважин» (1996), «Технология бурения скважин на нефть и газ» (1998). Последняя книга (учебник) получила первую премию на конкурсе лучшего учебника 1998 года в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, а справочник «Бурение наклонных скважин» был отмечен как лучший справочник 1990 г. издательством «Недра» и удостоен первой премии. Учебник «Естественное и искусственное искривление скважин», написанный в соавторстве с В. В. Кульчицким, при-

знан лучшим учебником 2006 г. в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. Работы Анатолия Георгиевича включены в Золотой фонд российской нефтегазовой литературы.

В становлении А. Г. Калинина как ученого большой вклад внесли его товарищисоратники: Ю. С. Васильев, А. С. Бронзов, М. И. Ворожбитов, К. М. Солодкий, А. З. Левицкий, В. И. Крылов, А. Ф. Федоров, Б. З. Султанов, Л. Я. Сушон, С. С. Сулакшин, Ю. Т. Морозов, В. П. Зиненко и др.

Наиболее тесные творческие контакты А. Г. Калинина сложились с Н. К. Байбаковым, А. А. Асан-Нури, Н. С. Тимофеевым, Р. А. Иоаннесяном, М. Т. Гусманом, В. И. Муравленко, М. Н. Сафиуллиным, М. О. Кристом, В. Е. Копыловым, Б. И. Воздвиженским, Д. Н. Башкатовым, А. Н. Кирсановым, Н. В. Соловьёвым, Р. А. Ганджумяном, Б. А. Никитиным, А. А. Гайворонским, Я. А. Гельфгатом, А. Т. Киселевым, Л. А. Лачиняном, С. И. Голиковым, А. В. Панковым, В. И. Власюком, Г. П. Новиковым, Н. А. Григоряном и многими другими. Под руководством А. Г. Калинина в течение 30 лет подготовлено 30 кандидатов и 5 докторов наук: Г. В. Подколзин, М. Ш. Насыров, К. М. Солодкий, О. К. Рогачев, Г. Г. Семак, С. В. Соломенников, А. Г. Иванов, Ж. Цэвээнжав, А. Н. Пешков, В. В. Безумов, С. Н. Бастриков, А. Д. Жестовский, А. П. Назаров, И. П. Ганин, А. И. Радин, Б. А. Никитин, Хиеу Хыу Бо, Нгуен Суан Хоа, В. И. Гладков, В. В. Куликов, В. В. Сутягин, Н. Миждийн, Ли Линь, П. А. Маковский, В. В. Кульчицкий, Л. Н. Литвинов, А. С. Повалихин, Д. М. Семенюк и др.

А. Г. Калинин был приглашен для консультаций и чтения лекций и докладов в Германию, Венгрию, Болгарию, Польшу, Чехословакию, Монголию, Вьетнам, Венесуэлу, Ирак и Китай. Участник международных форумов, конференций, симпозиумов. В течение 16 лет, начиная с 1975 г., являлся экспертом ВАК в экспертном совете «Нефть и газ», с 1959 по 1962 гг. и с 1966 по 1981 гг. был председателем Совета по направленному бурению Мингеологии и Миннефтегаза. Около 20 лет, начиная с 1968 г., член редакционного совета издательства «Недра». С 1968 по 1975 гг. работал в группе по глубокому бурению Совета экономической взаимопомощи.

В 1982 г. министром геологии СССР Е. А. Козловским и руководством Московского государственного геологоразведочного университета (МГГРУ) А. Г. Калинин был приглашен заведовать кафедрой разведочного бурения, которой руководил 15 лет. Большой вклад в развитие высшего образования внес А. Г. Калинин, работая в МГГРУ и читая профилирующие курсы. Организован новый учебный курс «Бурение скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые». Впервые выпущены учебники: «Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые» (1988), «Методические указания по курсовому проектированию» (1984), практикум по курсу «Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые» (1985), переизданный в 1994 г. Совместно с профессором Тан Фун Линем подготовлен и выпущен учебник «Бурение разведочных скважин» в России и Китае. В 2000 г. изданы учебник «Разведочное бурение» и справочное пособие «Инженерные расчеты в глубоком бурении», удостоенные первой премии на конкурсе учебников и учебных пособий 2000 г. в МГГРУ. В 2001 году издано справочное пособие «Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые», в 2011 г. — монография «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин». В 2013 г. совместно с сотрудниками РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина разработано и издано учебное пособие «Строительство нефтегазовых скважин» в 2 томах. К 100-летию Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе в 2018 г. под редакцией А. Г. Калинина издано учебно-справочное пособие «Геологоразведочное дело».

А. Г. Калинин, высококвалифицированный педагог и воспитатель молодежи, руководил научной работой студентов. Он инициатор обучения студентов по рейтинговой системе. Свыше 20 лет возглавлял учебно-методическую комиссию по специальности «Технология и техника разведки полезных ископаемых». Большую

помощь А. Г. Калинин оказывал периферийным вузам, возглавляя учебно-методический совет по специальности 080700 учебно-методического объединения по геологическим специальностям России. Семь лет председатель ГЭК в МИНХ и ГП и 20 лет зам. председателя ГАК в МГГРУ.

Член диссертационных советов МГГРУ и НПО «Буровая техника» по присуждению ученых степеней. С 1975 по 1984 гг. — зам. председателя ученого Совета у академика РАН М. И. Агошкова. Анатолий Георгиевич является членом редколлегии отраслевых журналов: Известия высших учебных заведений «Геология и разведка», «Инженер-нефтяник». Председатель комиссии по направленному бурению Российской академии естественных наук (РАЕН) и с 1996 г. директор научного центра по проблемам бурения наклонных и горизонтальных скважин при РАЕН. Награжден орденом «Знак почета» и медалями. С 1967 по 1979 гг. неоднократно отмечался наградами ВДНХ. В 1996 г. награжден почетным знаком РАЕН «За заслуги в развитии науки и экономики», в 1998 г. — медалью за заслуги в нефтяной и газовой промышленности Вьетнама. С 1998 г. — почетный нефтяник России. В 2000 г. награжден памятным знаком Минприроды РФ «300 лет горно-геологической службы России». Решением Президиума РАЕН в 2006 г. награжден орденом им. В. Н. Татищева «За вклад в развитие общества», почетный член Российского геологического общества (2006). Почетный иностранный член ассоциации буровиков Монголии (2006).

Уважаемый Анатолий Георгиевич, крепкого здоровья, творческого долголетия, счастья и благополучия Вам, Вашим родным и близким!

Ваш приезд на тюменскую землю всегда был значимым событием и сопровождался посещением Тюменского индустриального института (позднее — Тюменского государственного нефтегазового университета). В память об этих незабываемых встречах фото с бывшими ректорами: с Вашим другом профессором В. Е. Копыловым и в кабинете у ректора профессора В. В. Новоселова с профессорами С. Н. Бастриковым, В. Е. Копыловым, В. М. Спасиловым, доцентом А. А. Сазоновым.

Мы, сибиряки, чтим добрые традиции, всегда рады Вам и ждем новых встреч!



Редакционная коллегия научно-технического журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ», ректор Тюменского индустриального университета В. В. Ефремова, коллеги, ученики

**Геосолитонная природа систем высокодебитных залежей
углеводородов**

Р. М. Бембель, С. Р. Бембель, М. И. Забоева, Е. Е. Левитина*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: levitinaee@tyuiu.ru*

Аннотация. На основании известных результатов исследований эфир-геосолитонной концепции растущей Земли в статье изложены выводы, позволившие предложить модель термоядерного синтеза химических элементов, формирующих возобновляемые запасы разрабатываемых месторождений нефти и газа. Выявлено, что локальные зоны аномально высоких дебитов добывающих скважин и, соответственно, большой накопленной добычи на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири обусловлены восстановлением извлекаемых запасов за счет геосолитонной дегазации. Поэтому при интерпретации результатов геолого-геофизических исследований необходимо уделять внимание выявляемым геосолитонным каналам дегазации, так как в работах Р. М. Бембеля и др. установлено, что они способствовали образованию ряда месторождений углеводородного сырья в Западной Сибири. При интерпретации результатов геолого-геофизических и физико-химических исследований разрабатываемых месторождений рекомендуется исследовать данные технологии кольцевой высокоразрезающей сейсморазведки с целью выявления уникальных участков возобновляемых запасов, позволяющие существенно повысить компонентоотдачу месторождений углеводородов.

Ключевые слова: месторождения углеводородов; термоядерный синтез; геосолитонная дегазация

The geosolitic concept of high output hydrocarbon deposits formation

**Robert M. Bembel, Sergey R. Bembel, Marina I. Zaboeva,
Ekaterina E. Levitina***

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: levitinaee@tyuiu.ru*

Abstract. Based on the well-known results of studies of the ether-geosoliton concept of the growing Earth, the article presents the conclusions that made it possible to propose a model of thermonuclear synthesis of chemical elements that

form renewable reserves of developed oil and gas fields. It was revealed that local zones of abnormally high production rates of production wells and, accordingly, large cumulative production at developed fields in Western Siberia are due to the restoration of recoverable reserves due to geosoliton degassing. Therefore, when interpreting the results of geological and geophysical studies, it is necessary to pay attention to the identified geosoliton degassing channels, since in the works of R. M. Bembel and others found that they contributed to the formation of a number of hydrocarbon deposits in Western Siberia. When interpreting the results of geological-geophysical and physicochemical studies of the fields being developed, it is recommended to study the data of the ring high-resolution seismic exploration technology in order to identify unique areas of renewable reserves, which can significantly increase the component yield of hydrocarbon deposits.

Key words: hydrocarbon deposits; thermonuclear fusion; geosoliton degassing

Введение

Тайна образования уникальных по дебиту и накопленной добыче локальных участков на многих месторождениях углеводородов в Западной Сибири остается одной из наиболее загадочных [1–4]. Вновь возникает проблема первопричин активной генерации залежей нефти и газа. В основе новой предлагаемой модели генезиса лежат:

- термоядерный синтез химических элементов в ядре и мантии Земли;
- рождение тороидальных вихрей, способных не только вращать планету вокруг оси и вокруг Солнца, но и осуществлять струйную дегазацию и формирование богатых участков на месторождениях;
- космический газ эфир, как неисчерпаемый источник вещества, способный восстанавливать извлекаемые энергетические ресурсы в форме нефти, газа и конденсата.

Объект и методы исследования

Субвертикальные зоны деструкции в широком геологическом диапазоне осадочных, метаморфических и магматических пород, порождаемые геосолитонной дегазацией Земли, как правило, связаны с вертикальными гирляндами высокопродуктивных залежей углеводородов и многих других видов полезных ископаемых [5–7].

Впервые понятие о геологических объектах, возникающих при дегазации Земли и других планет, было введено и рассмотрено В. И. Вернадским в 1923–1924 гг. в курсе лекции в Сорбонне во Франции [8]. При этом В. И. Вернадский не только предложил для таких геологических объектов и процессов новое название «Диссимметрия геологических оболочек», но и связал эти природные явления с космологическим взаимодействием планет, звезд, астероидов и других космических тел [8]. Вопрос о космологической природе некоторых геологических процессов, нарушающих сферическую симметрию строения планет, за последние 100 лет почти не поднимался в ортодоксальной геологии и космологии. Исключения составили лишь работы Джона Дарвина (сына Чарльза Дарвина) и В. И. Вернадского почти 100 лет назад, а также наши работы, посвященные эфир-геосолитонному дыханию Земли и Вселенной [6, 9, 10]. Нарушения сплошности в пластовых осадочных отложениях в земной коре были замечены в Западной Сибири при разведке и разработке месторождений нефти

и газа [6, 7, 9, 10]. В частности, в отложениях битуминозных глин верхнеюрской баженовской свиты были открыты малоразмерные залежи нефти, механизм образования которых до сих пор (около 60 лет) остается загадочным и дискуссионным. Однако существует мнение, что эти залежи нефти образуются за счет геосолитонной дегазации глубинных газов (водорода, гелия и метана) [6, 7]. Глубинные газы, порожденные термоядерным синтезом водорода и гелия во внутреннем и внешнем земном ядре, вероятно, представляют исходный материал для последующего термоядерного синтеза не только легких химических элементов, но и тяжелых, редкоземельных и радиоактивных элементов в мантии Земли.

Наиболее мощная энергия термоядерного синтеза выделяется в реакции синтеза ядер гелия из протонов (ядер атомов водорода) во внешнем ядре Земли. При этих ядерных превращениях, как известно в ядерной физике, из массы протонов выделяется существенная величина массы, называемая «дефицитом массы», которая не поступает в ядро гелия. Куда же поступит этот «дефицит массы»? В ядерной физике, построенной на релятивистских представлениях специальной теории относительности, отсутствует понятие материального эфира. Поэтому в ортодоксальной релятивистской физике придумано превращение материальной массы в нематериальную энергию, то есть принято абсурдное превращение материальной массы в нематериальную энергию без материального ее носителя.

В эфиродинамической модели ядерных превращений, не требующих абсурдных математических фантазий, возникающий дефицит массы представляет материальную суммарную массу атомов эфира, вращающихся до реакции ядерного синтеза внутри тороидального вихря в протоне, а после реакции синтеза этот вихрь атомов эфира выходит из протона и образует тороидальный винтовой вихрь атомов эфира в пространстве между ядрами весомого вещества [11]. Скорость вращения вихря по данным В. А. Ацюковского, больше скорости света на 15 порядков [12]. Кинетическая энергия этого эфирного вихря пропорциональна квадрату скорости кинетического движения, то есть достигает величины в $10^{46} \text{ м}^2/\text{с}^2$. Следовательно, энергия взрыва водородной бомбы является самой большой энергией, так как ее величина равна: суммарная дефицитная масса $\cdot 10^{46}$.

Результаты исследований

Тороидальные вихри, порождаемые в результате термоядерного синтеза ядер гелия из протонов, обеспечивают гармоничное отталкивание космических тел в Солнечной системе, в Галактике и во Вселенной [10]. И. Кеплер в 1619 г. в книге «Гармония мира» предсказал необходимость некоторого механизма, обеспечивающую гармоничную эволюцию Солнечной системы.

О необходимости гармоничного взаимодействия сил гравитационного притяжения и антигравитационного отталкивания писали в XIX веке астроном Ф. А. Бредихин и философ И. Кант.

По мнению Ф. А. Бредихина, кометы не падают на Солнце, а отталкиваются от него силами антигравитации и набирают скорость, уходя на новый оборот по эллиптической орбите. Ф. Энгельс в своей работе «Диалектика природы» восхищался прозорливостью философа И. Канта, предска-

завшего важнейший диалектический закон гармоничного взаимодействия гравитации и антигравитации, обеспечивающий устойчивое развитие нашей Солнечной системы. В конце XIX века этот закон был назван эфир-геосолитонным законом [9, 10]. Следует согласиться с мнением В. И. Вернадского, считавшего, что природа сил, обеспечивающих геосолитонную диссимметрию геологических оболочек Земли, является космологической. Гармония гравитационного притяжения Земли и геосолитонного антигравитационного ее отталкивания от Солнца, Венеры и Юпитера, Луны приводит к постепенному увеличению расстояний этих тел друг от друга одновременно с ростом их массы атомов за счет поглощения атомов космического эфира [10].

Огромная мощность антигравитационного отталкивания тел в Солнечной системе обеспечивается огромной кинетической энергией геосолитонных газовых потоков, состоящих из вихрей атомов эфира и атомов корония, скорость движения которых превышает скорость света в 10^{15} раз [12].

В свою очередь вязкость газов эфира и корония вовлекает в геосолитонные потоки дегазации легкие и подвижные протоны и ядра гелия, обладающие сверхтекучестью при низких температурах в ядре и нижней мантии Земли.

В каналах геосолитонной дегазации следует ожидать не только очаги наиболее богатых месторождений различных полезных ископаемых, включая нефть и газ, металлы, редкие и радиоактивные элементы, но и локальные очаги природных катастроф. Примерами последних могут быть землетрясения, вулканы, ураганы, торнадо, пожары, эпидемии, потопа и катастрофические изменения климата, связанные как с понижением, так и с повышением температуры в атмосфере и вблизи земной поверхности.

Геосолитонные выбросы вещества из Земли в атмосферу и в открытое космическое пространство происходят, вероятно, многие миллиарды лет, защищая поверхность нашей планеты и ее биосферу от падающих астероидов и метеоритов [13]. Аналогичная защита с помощью геосолитонной дегазации происходит на Солнце, Луне и других планетах, где ее следы хорошо проявляются в форме вулканических кратеров, имеющих правильную кольцевую конфигурацию. В ортодоксальной астрономии, не учитывая явления геосолитонной дегазации, ошибочно принято считать вулканические кратеры, например, на Луне, как кратеры, возникающие при падении астероидов и метеоритов. Но есть один убедительный аргумент в поддержку геосолитонной природы вулканических кратеров на Луне: абсолютное преобладание числа и размеров кольцевых кратеров на той стороне Луны, которая обращена к Земле, тогда как на обратной стороне Луны, обращенной в открытый космос, наблюдается пониженная вулканическая активность. Все это скорее указывает на геосолитонную дегазацию Луны, обеспечивающую отталкивание спутника от Земли. В среднем в последние десятилетия происходит ежегодное увеличение дистанции между Луной и Землей почти на 4 см [14].

Геосолитонные субвертикальные трубки глубинной дегазации водорода, гелия, метана и рассеянных атомов металлов, редкоземельных и радиоактивных химических элементов представляют собой одну из наиболее практически важных функциональных систем образования месторождений

полезных ископаемых. Подавляющее большинство наиболее богатых месторождений нефти и газа, как правило, имеют структуру «шашлычного типа», то есть образуют вертикальную гирлянду высокодебитных залежей, нанизанных, подобно шашлыку, на геосолитонную трубку, которая является каналом глубинной дегазации.

Специальные геохимические исследования, проведенные нами на Иусском нефтяном месторождении в районе Пулыттинской геосолитонной трубки в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре позволили установить чрезвычайно высокую концентрацию в трубке трех глубинных газов: метана, водорода и гелия [10]. Кроме того, в Пулыттинской трубке на глубине 1–1,5 м от дневной поверхности были обнаружены повышенные концентрации металлов, редкоземельных, радиоактивных и других химических элементов. Среди них: никель, кобальт, ванадий, молибден, серебро, марганец, висмут, барий, ртуть, литий, иттербий, цирконий, фосфор, иттрий, германий [15].

Возникает естественное предположение, что редкоземельные элементы были транспортированы из глубинных очагов их термоядерного синтеза в ядре и нижней мантии с помощью геосолитонной дегазации.

При разработке месторождений углеводородов целесообразно проводить извлечение чистого водорода, гелия и редких микроэлементов непосредственно на промыслах. В процессе транспортировки по трубопроводам вполне вероятно утечка этого ценного стратегического сырья. Например, в июне 2021 года запущен в производство Амурский газоперерабатывающий завод с целью отделения ценного газа гелия из газа, транспортируемого по газопроводу «Сила Сибири». Целесообразно было бы реализовать еще и отбор белого водорода, поступающего вместе с метаном и гелием из глубоких геосфер на газовых и конденсатных месторождениях.

На многих крупных месторождениях в Западной Сибири при разработке были выявлены локальные участки, на которых были получены не только аномально высокие среднесуточные дебиты, но и высокая накопленная добыча, превышающая многие сотни тысяч и даже миллионы тонн [16,17].

Например, в центральной части Сургутского свода на крупном нефтегазовом многопластовом месторождении X, имеющем вертикальный этаж нефтегазоносности свыше 1 000 м, максимальный дебит нефти достиг 1 000 т/сут, а накопленная добыча за 20 лет разработки превысила 1 000 тыс. т. Промышленные скопления нефти на этом месторождении приурочены не только к среднеюрским (пласт ЮС₂) и нижнемеловым отложениям (пласты БС₁₆₋₂₂, БС₁₀, БС₂, БС₁, АС₄₋₉), но и могут быть получены в подстилающих отложениях фундамента. Наиболее высокопродуктивным на этом месторождении является объект БС₁₀.

В таблице приведены результаты разработки по пласту БС₁₀ на этом месторождении в 16 скважинах.

Добыча из пласта БС₁₀ происходила из более чем 3 000 скважин. За первые 20 лет разработки средний дебит по нефти составил около 12 т/сут, по жидкости 90 т/сут. В общие средние показатели не укладываются данные по нескольким десяткам добывающих скважин, максимальные дебиты нефти которых достигали нескольких сотен тонн в сутки, а накопленная добыча нефти составила от 700 до 1 000 тыс. т.

Эффективные толщины пласта BC_{10} на месторождении в среднем составляют 10 м, максимальные — до 25 м. Фильтрационно-емкостные свойства пласта BC_{10} высокие: пористость в среднем — 24 %, проницаемость — 250 мД, достигая максимальных значений более 0,5 Д.

Показатели добычи в 16 «уникальных» скважинах на месторождении X, пласт BC_{10}

Порядковый номер скважины	Способ	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	Максимальный дебит нефти, т/сут
1	ФОН	781,2	910
2	ФОН	881,2	646
3	ФОН	769,6	508
4	ФОН	713,1	396
5	ФОН	748,3	406
6	ФОН	770,0	530
7	ФОН	772,0	565
8	ФОН	744,5	550
9	ФОН	713,1	1 000
10	ФОН	740,3	838
11	ФОН	1 053,2	960
12	ФОН	974,1	834
13	ФОН	808,8	878
14	ФОН	774,3	697
15	ФОН	837,7	883
16	ЭЦН	971,5	314

«Уникальные» по дебиту и накопленной добыче скважины, как правило, находятся в зоне влияния геосолитонных трубок, являющихся каналами глубинной дегазации метана, водорода, гелия и паров воды. Вместе с нефтью, конденсатом и метаном почти всегда происходит добыча больших объемов воды, образующейся из водорода, гелия и кислорода в ядре и мантии Земли.

Поперечный размер каналов геосолитонной дегазации на большинстве месторождений колеблется от первых метров до первых сотен метров. Абсолютно преобладают наиболее малоразмерные в горизонтальном сечении каналы дегазации. Поэтому подавляющее большинство каналов дегазации остаются не выявленными при стандартной объемной и профильной сейсморазведке на перспективных месторождениях [15, 18].

Тем не менее при использовании методов гидроразрыва пласта (ГРП) удастся установить гидродинамическую связь с локальными и малоразмерными в плане геосолитонными залежами посредством систем трещин в ближайшей окрестности от скважин, где проведен ГРП. Поэтому метод

ГРП на практике оказался достаточно эффективным при разработке месторождений с малоразмерными диаметрами каналов геосолитонной дегазации [19].

Однако существенного повышения эффективности детальной геолого-разведки и разработки сложнопостроенных систем залежей месторождений углеводородов можно добиться только на основе новейших геологических моделей формирования геосолитонных месторождений совместно с новой технологией высокоразрешающей объемной сейсморазведки, обеспечивающей надежное и высокоточное картирование геосолитонных трубок с диаметром их горизонтального сечения по возможности менее 5–10 метров [6, 7, 20]. Дело в том, что столь высокая горизонтальная разрешенность реально осуществима с помощью кольцевой объемной сейсморазведки, практически опробованной в 1993–1995 гг. на следующих месторождениях Среднего Приобья: Самотлорском, Северо-Хохряковском, Западно-Варьеганском, Западно-Алехинском [5, 7].

По результатам кольцевой сейсморазведки впервые были получены структурные карты в масштабе 1:10 000 по горизонтам БВ₁₀ и ЮВ₁ [5]. Высокодебитные участки залежей действительно оказались малоразмерными и хорошо совпадающими с местоположением локальных геосолитонных антиклиналей. Более детальная карта структурной поверхности объекта БВ₁₀ на Западно-Варьеганском месторождении позволила выделить в межскважинном пространстве в существующей системе уже пробуренных эксплуатационных скважин новые высокодебитные локальные участки для заложения скважин дополнительного уплотняющего фонда. Все это позволило существенно повысить эффективность разработки на Западно-Варьеганском месторождении.

Выводы

- Детальные геолого-геофизические и физико-химические исследования рекомендуется проводить на уникальных участках с целью существенного повышения коэффициента извлечения нефти и газа на разрабатываемых месторождениях углеводородов.
- Термоядерный синтез ядер химических элементов в ядре и нижней мантии Земли, вероятно, осуществляется из вещества, притягиваемого из космоса гравитационным механизмом. Гравитационные поглощения тонкой материи эфира приводят к росту массы и размеров планет и звезд. Антигравитационное отталкивание космических тел гармонично с учетом роста их масс приводит к увеличению расстояний между планетами, их спутниками, звездами и галактиками. Ядерная энергия при синтезе ядер химических элементов способна не только образовывать не только импульсно-вихревые потоки глубинных газов, формирующих месторождения в верхней мантии и земной коре, но и энергетически мощные газовые потоки эфира.
- Площадь и диаметр поперечного сечения геосолитонных каналов дегазации реально изменяются в широком диапазоне (от первых метров до первых километров). Поэтому для надежной оценки местоположения малоразмерных (по диаметру) очагов геосолитонной дегазации с диаметром менее 100 м потребуется на разрабатываемых месторождениях проводить

дополнительные полевые работы по технологии кольцевой высокоразрешающей сейсморазведки. Рекомендуется постановка кольцевой сейсморазведки на обустроенных месторождениях с низкими показателями добычи и с высокой степенью обводнения.

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации

Библиографический список

1. Кропоткин, П. Н. Гипотеза Д. И. Менделеева о неорганическом происхождении нефти и ее развитие современной наукой / П. Н. Кропоткин. – Текст : непосредственный // Журнал Всесоюзного химического общества им. Д. И. Менделеева. – 1986. – Т. XXXI, № 5. – С. 482–486.
2. Яницкий, И. Н. Новое в науках о Земле / И. Н. Яницкий. – Москва : Агар, 1998. – 80 с. – Текст : непосредственный.
3. Менделеев, Д. И. Сочинения. Том 10. [Нефть] / Д. И. Менделеев ; отв. ред. В. Г. Хлопин ; АН СССР. – Москва – Ленинград : Изд-во Академии наук СССР, 1949. – 830 с. – Текст : непосредственный.
4. Огнев, И. А. Земля и Вселенная : законы гармонии / Огнев И. А. – Шадринск : Шадринский дом печати, 2012. – 332 с. – Текст : непосредственный.
5. Бембель, Р. М. Геосолитоны : функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень : Вектор Бук, 2004. – 308 с. – Текст : непосредственный.
6. Бембель, Р. М. Геосолитонная природа субвертикальных зон деструкции / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2001. – № S2. – С. 36–49.
7. Бембель, Р. М. Геосолитонная концепция образования месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2001. – № S2. – С. 50–53.
8. Вернадский, В. И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружения / В. И. Вернадский ; отв. ред. А. А. Ярошевский ; АН СССР, Ин-т геохимии и аналитической химии им. В. И. Вернадского. – 2-е изд. – Москва : Наука, 1987. – 340 с. – Текст : непосредственный.
9. Бембель, Р. М. Эфир-геосолитонная концепция растущей Земли : монография / Р. М. Бембель ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 393 с. – Текст : непосредственный.
10. Бембель, Р. М. Эфир-геосолитонное дыхание Земли и Вселенной : монография / Р. М. Бембель, М. И. Забоева ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 223 с. – Текст : непосредственный.
11. Надеев, Р. К. Эфир Вселенной : монография / Р. К. Надеев, Т. Р. Надеев. – Текст : непосредственный. – Москва : Столичный бизнес, 2009. – 524 с. – Текст : непосредственный.
12. Ацюковский, В. А. Популярная эфиродинамика или как устроен мир, в котором мы живем / В. А. Ацюковский. – Москва : Знание, 2006. – 288 с. – Текст : непосредственный.
13. Штенгелов, Е. С. Признаки современного глобального расширения земной коры / Е. С. Штенгелов. – Текст : непосредственный // Проблемы расширения и пульсаций Земли / Под редакцией П. Н. Кропоткина [и др.]. – Москва : Наука, 1984. – С. 129–154.
14. Астрономия : век XXI / Редактор-составитель В. Г. Сурдин. – Фрязино : Век 2, 2007. – 608 с. – Текст : непосредственный.
15. Бембель, Р. М. Перспективы геосолитонной технологии поиска и разведки месторождений стратегического сырья в отложениях баженовской свиты / Р. М. Бембель, И. А. Щетинин. – Текст : непосредственный // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека. Материалы V Международной конференции, г. Томск, 13–16 сентября 2016 г. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет ; под редакцией В. В. Жукова. – Томск : ООО «ССТ», 2016. – С. 123–127.

16. Зависимость физических параметров вязкопластичной нефти от термобарических условий и координат / В. А. Коротенко, Н. П. Кушакова, М. И. Забоева, М. А. Александров. – Текст : непосредственный // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 438.
17. Левитина, Е. Е. Обоснование эксплуатационных объектов на многопластовых нефтегазоконденсатных месторождениях / Е. Е. Левитина, И. А. Якименко. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – Т. 11, № 4 (59). – С. 28–30.
18. Мегеря, В. М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли : монография / В. М. Мегеря. – Москва : Локус Станди, 2009. – 256 с. – Текст : непосредственный.
19. Зюзько, А. Н. ГРП как методы повышения интенсификации добычи углеводородов / А. Н. Зюзько, М. И. Забоева. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14, № 6 (77). – С. 51.
20. Бембель, Р. М. Высокорастворяющая объемная сейсморазведка / Р. М. Бембель ; отв. ред. С. В. Гольдин ; АН СССР, Сиб. отд-ние, Институт проблем освоения Севера. – Новосибирск : Наука : Сиб. отд-ние, 1991. – 150 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kropotkin, P. N. (1986). Gipoteza D. I. Mendeleeva o neorganicheskom proiskhozhdenii nefti i ee razvitiye sovremennoy nauko. Zhurnal Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva imeni D. I. Mendeleeva, XXXI(5), pp. 482-486. (In Russian).
2. Yanitskiy, I. N. (1998). Novoe v nauках o Zemle. Moscow, Agar Publ., 80 p. (In Russian).
3. Mendeleev, D. I. (1949). Sochineniya. Tom 10. [Neft']. Moscow - Leningrad, AN SSSR Publ., 830 p. (In Russian).
4. Ognev, I. A. (2012). Zemlya i Vselennaya: zakony garmonii. Shadrinsk, Shadrinskiy dom pechati Publ., 332 p. (In Russian).
5. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel, S. R. (2003). Geosolitonny: funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov. Tyumen, Vektor Buk Publ., 308 p. (In Russian).
6. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel S. R. (2001). Geosolitonnyaya priroda subvertikal'nykh zon destruktiv. Russian Geophysics, (S2), pp. 36-49 (In Russian).
7. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel, S. R. (2001). Geosolitonnyaya kontseptsiya obrazovaniya mestorozhdeniy uglevodorodov. Russian Geophysics, (S2), pp. 50-53 (In Russian).
8. Vernadskiy, V. I. (1987). Khimicheskoe stroenie biosfery Zemli i ee okruzheniya. 2nd edition. Moscow, Nauka Publ., 340 p. (In Russian).
9. Bembel, R. M. (2016). Efir-geosolitonnyaya kontseptsiya rastushchey Zemli. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 393 p. (In Russian).
10. Bembel, R. M., & Zaboeva, M. I. (2020). Efir-geosolitonnoye dykhanie Zemli i Vselennoy. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 223 p. (In Russian).
11. Nadeev, R. K., & Nadeev, T. R. (2009). Efir Vselennoy. Moscow, Stolichnyy biznes Publ., 524 p. (In Russian).
12. Atsyukovskiy, V. A. (2006). Populyarnaya efirodinamika ili kak ustroen mir, v kotorom my zhivem. Moscow, Znanie Publ., 288 p. (In Russian).
13. Shtengelov, E. S. (1984). Priznaki sovremennogo global'nogo rasshireniya zemnoy kory. Problemy rasshireniya i pul'satsiy Zemli. Moscow, Nauka Publ., pp. 129-154. (In Russian).
14. Surdin, V. G. (Ed.) (2007). Astronomiya: vek XXI. Fryazino, Vek 2 Publ., 608 p. (In Russian).
15. Bembel, R. M., & Shchetinin, I. A. (2016). Perspektivy geosolitonnoy tekhnologii poiska i razvedki mestorozhdeniy strategicheskogo syr'ya v otlozheniyakh bazhenovskoy svity. Radioaktivnost' i radioaktivnye elementy v srede obitaniya cheloveka. Materialy V Mezhdunarodnoy konferentsii. Tomsk, September, 13-16, 2016. Tomsk, STT LLC Publ., pp. 123-127. (In Russian).
16. Korotenko, V. A., Kushakova, N. P., Zaboeva, M. I., & Aleksandrov M. A. (2015). The dependence of the physical parameters of the viscous oil from the thermobaric conditions and coordinate. Modern Problems of Science and Education. Surgery, (1-1), pp. 438. (In Russian).
17. Levitina, E. E., & Yakimenko, I. A. (2015). Obosnovanie ekspluatatsionnykh ob'ektov na mnogoplastovykh neftegazokondensatnykh mestorozhdeniyakh. Academic Journal of West Siberia, 11(4(59)), pp. 28-30. (In Russian).

18. Megerya, V. M. (2009). Poisk i razvedka zalezhey uglevodorodov, kontroliruemykh geosolitonnoy degazatsiey Zemli. Moscow, Lokus Standi Publ., 256 p. (In Russian).

19. Zyuzko, A. N., & Zaboeva M. I. (2018). Hydraulic fracturing as a means of increasing the intensification of hydrocarbon production. Academic Journal of West Siberia, 14(6(77)), pp. 51. (In Russian).

20. Bembel, R. M. (1991). Vysokorazreshayushchaya ob"emnaya seysmorazvedka. Novosibirsk, Nauka Publ., 150 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Бембель Роберт Михайлович, д. г.-м. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Бембель Сергей Робертович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Забоева Марина Ивановна, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Левитина Екатерина Евгеньевна, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

Information about the authors

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

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

Marina I. Zaboeva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Ekaterina E. Levitina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

**Особенности состава газа, сорбированного в породах верхней части
разреза осадочного чехла**

М. Д. Заватский^{1*}, А. А. Нежданов^{1, 2}, А. Н. Курчатова^{1, 3}

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «Газпром ВНИИГаз», г. Тюмень, Россия

³АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень, Россия

Аннотация. Актуальность работы определяется недостаточной надежностью геохимических нефтегазопроисловых данных для локализации нефтеносных геологических объектов. Наземные геохимические съемки проводятся с целью картирования углеводородных аномалий, обусловленных вертикальной миграцией флюида из залежей углеводородов. Практика показывает, что не все аномалии содержания углеводородов в приповерхностных средах имеют отношение к нефтеносности данного участка недр. Поэтому при интерпретации данных геохимических нефтегазопроисловых съемок необходимо учитывать не только количественные показатели (содержание углеводородных газов на поверхности), но и вещественный состав газа, сорбированного приповерхностным субстратом. Цель данной работы — определить состав рассеянных газов пород верхней части разреза (ВЧР), выявить межкомпонентные связи и на этой основе определить генезис каждого компонента газа, сорбированного породами ВЧР. Для решения этой задачи была проведена статистическая обработка данных по компонентному содержанию газа дегазации керна неглубоких (до 30 м) скважин, пробуренных на нефтегазоносной территории севера Западной Сибири. Полученные результаты подтвердили генетическую неоднородность рассеянных углеводородных и неорганических газов в верхней части осадочного чехла.

Ключевые слова: миграция углеводородов; газы осадочных пород; микробиологическое окисление углеводородов; геохимические съемки; геохимическое поле

**Features of the composition of gas sorbed in the rocks of the upper part
of the sedimentary cover section**

Mikhail D. Zavatsky^{1*}, Aleksey A. Nezhdanov^{1, 2}, Anna N. Kurchatova^{1, 3}

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia

³Messoyakhaneftgaz JSC, Tyumen, Russia

*e-mail: zavatskijmd@tyuiu.ru

Abstract. The topicality of the article is determined by the insufficient reliability of geochemical oil and gas exploration data for the localization of petroliferous geological objects. Geochemical surveys are carried out to mapping hydrocarbon anomalies caused by vertical migration of fluid from hydrocarbon deposits. Practice shows that not all anomalies in the content of hydrocarbons in the near-surface

environment are related to the oil-bearing capacity of a given subsoil area. Therefore, when interpreting the data of geochemical oil and gas prospecting surveys, it is necessary to take into account not only quantitative indicators (namely, content of hydrocarbon gases on the surface), but also the composition of the gas sorbed by the near-surface substrate. The purpose of the article is to determine the composition of the dissipated gases in the rocks of the upper part of the section, to reveal the inter-component relationships, and, on this basis, to determine the genesis of each gas component sorbed by the rocks of the upper part of the section. To solve this problem, statistical processing of data on the component content of gas from core degassing of shallow (up to 30 m) wells drilled in the petroliferous territory of the north of Western Siberia was carried out. The obtained results confirmed the genetic heterogeneity of dissipated hydrocarbons and inorganic gases in the upper part of the sedimentary cover.

Key words: migration of hydrocarbons; sedimentary gases; microbiological oxidation of hydrocarbons; geochemical survey; geochemical field

Введение

Геохимические съемки нацелены на локализацию залежей углеводородов по ореолам рассеивания вещества залежи в поверхностных средах — грунт, снег, донные отложения водоемов и пр. В случае углеводородной залежи мы имеем дело со сложной многокомпонентной пластовой системой, каждый компонент которой мигрирует в соответствии со своими физическими и химическими свойствами. Поля концентраций различных компонентов пластовой системы не обязательно должны совпадать в силу широкого спектра физико-химических свойств компонентов нефти. Из этого следует важность выбора параметров геохимического картирования, который будет зависеть от методологических принципов, положенных в основу технологии [1, 2].

Все технологическое разнообразие геохимических методик, сложившихся на сегодняшний день, можно свести в два методологических принципа.

1. *Принцип интенсивности*, при котором изучается распространение по площади небольшого набора веществ нефтяного генезиса, как правило, насыщенных и ароматических газообразных и низкокипящих углеводородов (УВ). Подходы к интерпретации их распространения на поверхности достаточно хорошо проработаны. Надежно выделяются территории с отсутствием подвижных УВ в разрезе, определяются локальные краевые зоны сброса пластового флюида, картируются участки с эффективной покрышкой. Так как интенсивность газопроявлений сильно зависит от флюидопроницаемости надпродуктивной толщи, адекватная интерпретация затруднена без дополнительных, как правило, сейсморазведочных данных.

2. *Принцип соответствия* (технология Gore Sorber), при котором основным показателем является соответствие состава миграционного потока в каждом пункте наблюдения на исследуемой площади составу потока на заведомо продуктивной и непродуктивных площадях. Для реализации такого подхода определяется максимально возможное количество компонентов нефтяного ряда (до 80 веществ).

По степени соответствия вещественного состава газа тому или иному эталону, каждому пункту наблюдения на исследуемой территории присваивается индекс соответствия либо продуктивному эталонному участку, либо непродуктивному, и по этому индексу проводится картирование территории с прогнозом нефтеносности [3–5].

Подход, реализуемый в методике Gore Sorber, весьма обоснован, однако опыт его применения на площадях Западной Сибири не всегда успешен. Это связано с разностью геологических условий на исследуемых и эталонных участках.

Практические результаты [5] показали недостаточность каждой методики, применяемой отдельно, но выявили целесообразность комплексного подхода: необходимо оценивать как интенсивность миграционного потока, так и его вещественный состав. Для осуществления комплексной методики необходима работа по модернизации интерпретационных алгоритмов — следует заменить эмпирическое сравнение составов проб эталонных и исследуемых участков четкими геохимическими критериями, опирающимися на универсальные характерные признаки миграции именно из залежи УВ, отделив влияние рассеянного органического вещества (РОВ) и процессов диагенеза. Это возможно сделать, изучив состав сорбированных УВ верхней части разреза.

Объект и методы исследования

Для выяснения закономерностей в распределении рассеянных газов верхней части разреза было исследовано газонасыщение керна восьми неглубоких (до 30 м) скважин, пробуренных на одной из нефтегазоносных площадей на севере Западной Сибири (рис. 1). Бурение проводилось колонковым способом без использования промывочной жидкости, керн отбирался с интервалом в 0,8–1 м. Образцы были представлены многолетнемерзлыми породами супесчаного или суглинистого состава с прослоями льда.

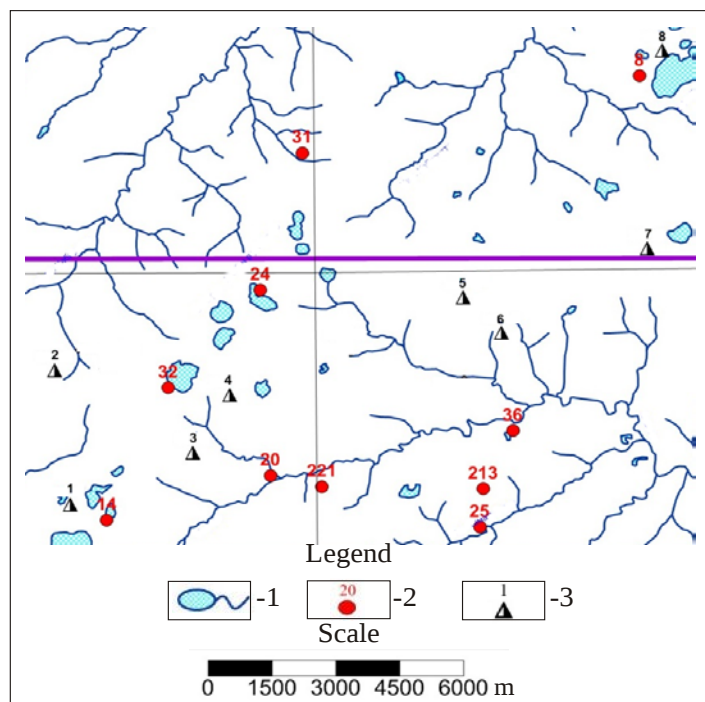


Рис. 1. Расположение скважин на территории поискового блока:
1 — гидросеть; 2 — разведочная скважина; 3 — колонковая скважина

Керн доставлялся в лабораторию в замороженном виде и хранился при отрицательной температуре до дегазации. Газ извлекался из керна методом термовакуумной дегазации и анализировался хроматографическим способом. В результате анализа были получены данные по содержанию в составе рассеянного газа в керне насыщенных и непредельных углеводородов от метана до октана, а так же неорганических газов — кислорода, водорода, двуокиси углерода и гелия. Всего было обработано 267 образцов. Для выявления закономерностей в компонентном составе была проведена статистическая обработка массива данных. Использовались такие статистические инструменты, как двухфакторный анализ, корреляционный анализ, частотное распределение.

Результаты

Выяснилось, что состав газа характеризуется резкой неоднородностью как по скважинам, так и по разрезам каждой скважины.

Метан обнаружен во всех пробах в концентрациях от 0,00025 до 52,8 % объемных с модальным диапазоном 0,001–0,003 % об. Максимальные значения обнаружены в скважинах 7 (52,8 % на глубине 7,3 м и 11,4 % на глубине 18 м) и 8 (5,5 % на глубине 22,7 м).

Анализ корреляционных связей метана (таблица) показал, что его содержание не зависит от глубины: слабую связь (K (коэффициент корреляции) = 0,33) он показал только в скв. 6. Связь его с другими УВ-газами весьма сложная и неодинакова в разных скважинах. Так, например, в скважинах 2, 3, 5, 6, 7 и 8 содержание метана никак не коррелирует с содержанием его ближайших гомологов и олефинов.

Коэффициенты корреляции между компонентами рассеянного газа в породах верхней части разреза (по всем скважинам)

	Глубина, м	C ₁	C ₂	C ₂ H ₄	C ₃	C ₃ H ₆	и-C ₄	и-C ₄	C ₄ H ₈	и-C ₅	и-C ₅	C ₅ H ₁₀	и-C ₆	и-C ₆	CO ₂	O ₂	H ₂	He
Глубина, м	1,00																	
C ₁	-0,04	1,00																
C ₂	0,10	0,10	1,00															
C ₂ H ₄	-0,07		0,76	1,00														
C ₃	0,06	0,14	0,95	0,80	1,00													
C ₃ H ₆	0,02	0,06	0,88	0,93	0,89	1,00												
и-C ₄	0,03	0,15	0,86	0,70	0,89	0,77	1,00											
и-C ₄	0,03	0,14	0,91	0,76	0,97	0,84	0,94	1,00										
C ₄ H ₈	-0,01	-0,02	0,67	0,74	0,65	0,80	0,58	0,63	1,00									
и-C ₅	0,05	0,07	0,55	0,32	0,51	0,41	0,72	0,57	0,23	1,00								
и-C ₅	-0,03	0,11	0,76	0,69	0,84	0,71	0,84	0,90	0,65	0,48	1,00							
C ₅ H ₁₀	-0,04	-0,04	0,25	0,34	0,22	0,36	0,30	0,21	0,31	0,39	0,23	1,00						
и-C ₆	-0,07	-0,02	0,38	0,36	0,41	0,37	0,49	0,50	0,46	0,29	0,56	0,08	1,00					
и-C ₆	0,03	-0,03	0,77	0,60	0,76	0,71	0,75	0,80	0,70	0,38	0,83	0,13	0,50	1,00				
CO ₂	-0,06	0,35	0,13	0,15	0,18	0,11	0,16	0,15	0,01	0,09	0,09	0,01	0,01	0,02	1,00			
O ₂	-0,02	-0,28	-0,31	-0,19	-0,32	-0,17	-0,28	-0,30	-0,08	-0,14	-0,23	0,00	-0,11	-0,16	-0,37	1,00		
H ₂	0,07	0,16	0,67	0,58	0,76	0,63	0,64	0,71	0,25	0,45	0,52	0,22	0,20	0,33	0,23	-0,43	1,00	
He	-0,01	-0,06	-0,12	-0,12	-0,12	-0,10	-0,17	-0,14	-0,10	-0,12	-0,13	-0,06	-0,11	-0,10	-0,08	0,15	-0,10	1,00

В скв. 1 метан имеет связи со своими гомологами до пентана включительно (K от 0,57 с и-C₅ до 0,92 с C₂) и более слабые с этиленом ($K = 0,58$). В скв. 4 аналогичная картина, но связи слабее, K не превышает 0,58 (с этаном).

Из неорганических компонентов метан имеет связи с CO_2 ($K = 0,5$ в скв. 1, $K = 0,74$ в скв. 3, $K = 0,64$ в скв. 8), реже с H_2 ($K = 0,59$ в скв. 1, $K = 0,59$ в скв. 4). Ожидаемая отрицательная зависимость от кислорода (биогенный метан продуцируется больше анаэробами [6–8]) выражена слабо: лишь в скважинах 5 и 7 наблюдается околозначимый $K -0,37 - -0,41$.

Гомологи метана от этана до гексана определены во всех скважинах в разных концентрациях. Ненулевые значения их концентраций варьируют от $n \cdot 10^{-6}$ до $n \cdot 10^{-3}$ % об. Общая закономерность такова: средние и максимальные значения УВ падают с ростом длины углеводородной цепи, концентрации изоалканов меньше, чем нормальных, олефинов меньше, чем алканов с тем же количеством атомов углерода.

Корреляционный анализ показал отсутствие зависимости содержания гомологов метана от глубины отбора. Между собой гомологи метана связаны весьма жестко: коэффициенты корреляции колеблются от 0,75 до 0,98. Корреляционная связь содержания нормальных алканов одинаково высока как между собой, так и с алканами разветвленного строения. Единство их генезиса не вызывает сомнений. Связи насыщенных УВ с непредельными УВ выражаются в значимых коэффициентах корреляции, которые заметно ниже, чем у алканов между собой. То есть каждый алкан лучше связан со своими изомерами и гомологами, чем с олефином даже с тем же количеством атомов углерода.

Обращает на себя внимание устойчивая связь содержаний гомологов метана с водородом. В том или ином виде она отмечается во всех скважинах. Коэффициенты корреляции гомологов метана и водорода максимальны с этаном ($K = 0,96$ в скв. 2) и падают с ростом длины углеродной цепи. В скважинах 4 и 8 также наблюдаются слабозначимые (0,44–0,48) коэффициенты корреляции гомологов метана с двуокисью углерода. С другими неорганическими компонентами гомологи метана не связаны.

Олефины с числом атомов углерода от двух до пяти (от этилена до пентена) обнаружены во всех скважинах в концентрациях, варьирующих в широких пределах — от нуля до $8 \cdot 10^{-3}$ % об. Их содержание меньше, чем алканов с тем же количеством атомов углерода, и их средние значения уменьшаются с ростом длины цепи.

Корреляционный анализ показал, что олефины имеют более тесную связь между собой, чем с насыщенными УВ, даже если количество атомов углерода у олефина и алкана одинаковы. Так, например, пропилен имеет коэффициент корреляции с бутиленом 0,95, а с пропаном — 0,78.

От глубины их содержание никак не зависит. Из неорганических компонентов олефины лучше всего коррелируют с водородом: во всех скважинах, кроме шестой, наблюдается устойчивая связь водорода с олефинами с коэффициентом корреляции от 0,6 до 0,93. В скв. 6 коэффициент корреляции между олефинами и водородом незначимый, но графические построения (рис. 2) показывают их взаимозависимое распределение по разрезу.

Двуокись углерода обнаружена в 100 % проб. Минимальное значение 0,072 % об. соответствует примерно его концентрации в атмосфере. Максимальное содержание CO_2 (46,5 %) обнаружено в скв. 7 на глубине 11,6 м. В остальных скважинах его содержание не превышает 3–4 %.

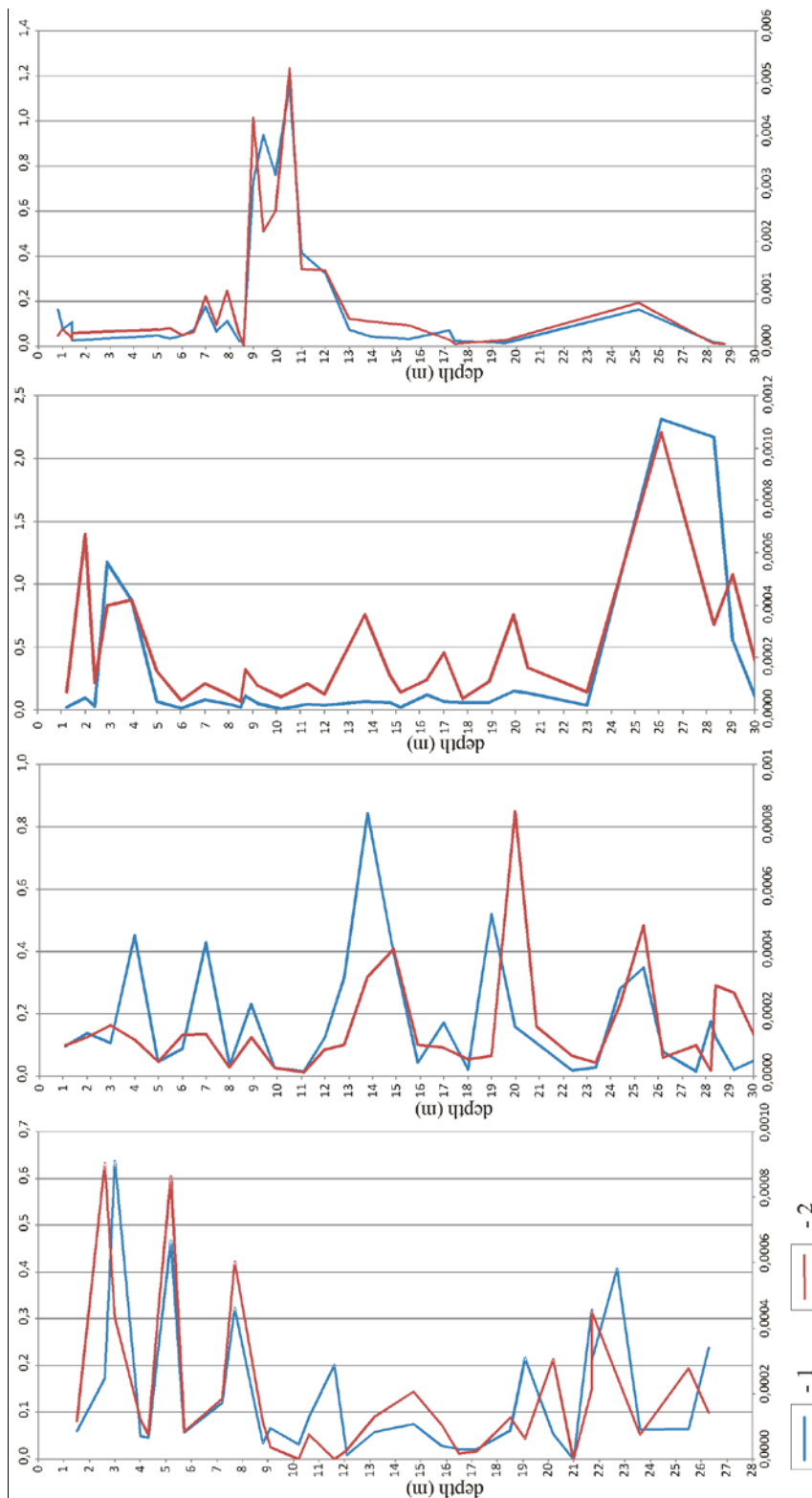


Рис. 2. Распределение геохимических показателей (H_2 , олефины) по разрезу скважин 8–6–5–2: 1 — содержание H_2 (% об.) — по верхней горизонтальной оси; 2 — содержание олефинов (% об.) — по нижней горизонтальной оси

Согласно корреляционному анализу, распространение диоксида углерода в породах верхней части разреза (ВЧР) в основном не связано с другими компонентами газовой смеси. Только в скв. 8 его содержание скоррелировалось с УВ-газами: метаном, этиленом, пентаном и гексаном. В скв. 4 распределение CO_2 по стволу находится в слабой обратной зависимости от глубины ($K = -0,56$), а так же демонстрирует связь с распределением олефинов.

Водород обнаружен почти во всех пробах, нулевые значения его содержания встречаются в скважинах 7 и 8. Его концентрации варьируют от 0,004 до 6,7 % об. Максимум наблюдается в скв. 7 на глубине 18 м.

Как уже отмечалось, корреляционный анализ демонстрирует устойчивую связь водорода с гомологами метана, в меньшей степени — с олефинами.

В скважинах 3 и 5 водород проявил явно выраженную отрицательную ($K = -0,64$ и $-0,68$ соответственно) связь с кислородом, а в скважинах 1 и 4 — с метаном ($K = 0,59$ в обоих случаях).

Высокая корреляционная зависимость между олефинами и водородом прослеживается в разрезе скважин и по разрезу (см. рис. 2), объясняется это гипотезой биохимического образования H_2 , при разложении бактериями органического вещества в водоносных горизонтах. В свою очередь процесс образования олефинов так же напрямую связан с бактериальной деятельностью [6, 9, 10, 11]. На глубинах 20–25 м наблюдается повышенное содержание водорода и непредельных УВ, поэтому данный интервал можно диагностировать как водонасыщенный.

Кислород обнаружен в 100 % образцов в концентрациях от 8 до 22,5 % об. Корреляционный анализ не выявил явных связей содержания кислорода с другими показателями. Характер распределения содержания кислорода (рис. 3) говорит о том, что основой газа является захороненная атмосфера, неатмосферных источников кислорода нет.

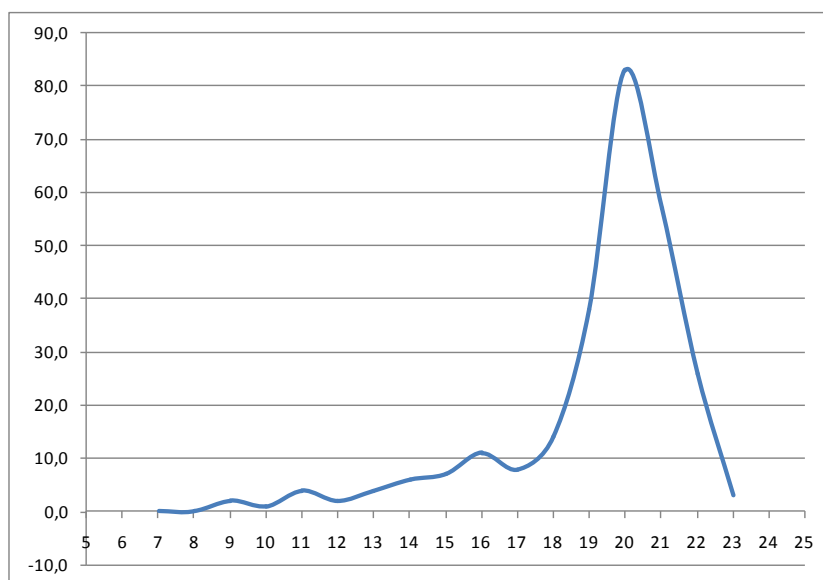


Рис. 3. Распределение частот встречаемости значений содержания кислорода

Гелий не обнаружен по всему разрезу скв. 8. В остальных скважинах его содержание варьирует от нуля до 0,024 % об.

Содержание его в пробах никак не связано с другими показателями: максимальные коэффициенты корреляции (в скв. 6 с некоторыми алканами) — 0,34–0,51.

Вариации концентраций O_2 связаны исключительно с его пониженными относительно атмосферы концентрациями, что объясняется его активным потреблением микроорганизмами в слабо аэрируемых прослоях ВЧР. Отсутствие ярко выраженной связи кислорода с двуокисью углерода, ожидаемой для зон высокой микробиологической активности, свидетельствует о полигенном характере CO_2 [12, 13]. Его модальные значения (рис. 4) выше его содержания в атмосфере, а значит, кроме атмосферы, он имеет еще ряд источников.

Очевидно, что это будет микробиологическое и абиогенное окисление органики, но нельзя исключать и миграцию CO_2 из нижележащих отложений, где он активно выделяется в процессе диагенеза и катагенеза РОВ [14]. Так как оба газа присутствуют в атмосфере, на их содержание будет влиять и степень аэрации, которая будет зависеть от литологии и влажности пород над местом отбора [13].

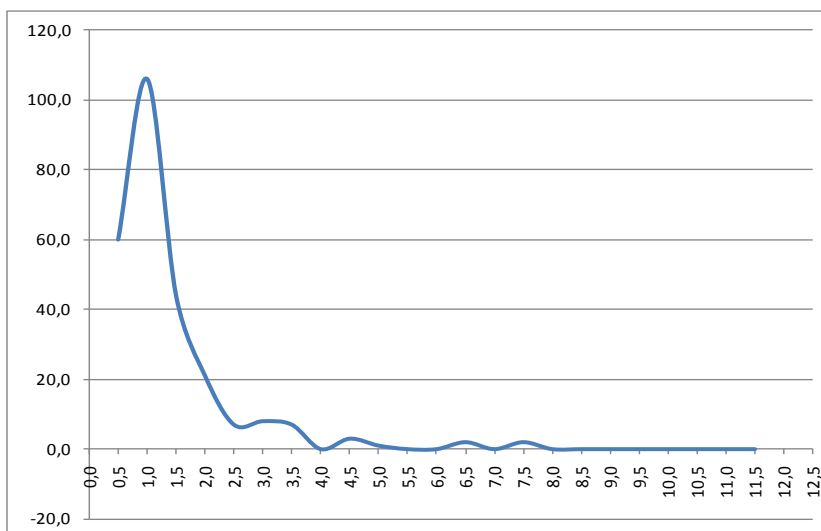


Рис. 4. Распределение частот встречаемости значений содержания двуокиси углерода

Следует учесть, что участие микробиологического фактора в формировании газовой среды ВЧР носит сложный разнонаправленный характер. Генерация метана связана с деятельностью архей в строго анаэробных условиях с $pH < 7$ [8].

Микробиологическая редукция алканов, наоборот, производится в аэробной среде [9, 10, 15].

Все исследуемые образцы показали наличие кислорода, а значит, и катагенетический, и биогенный метан является для исследуемого разреза миграционным [16], с той разницей, что биогенный метан идет из анаэробной зоны диагенеза РОВ.

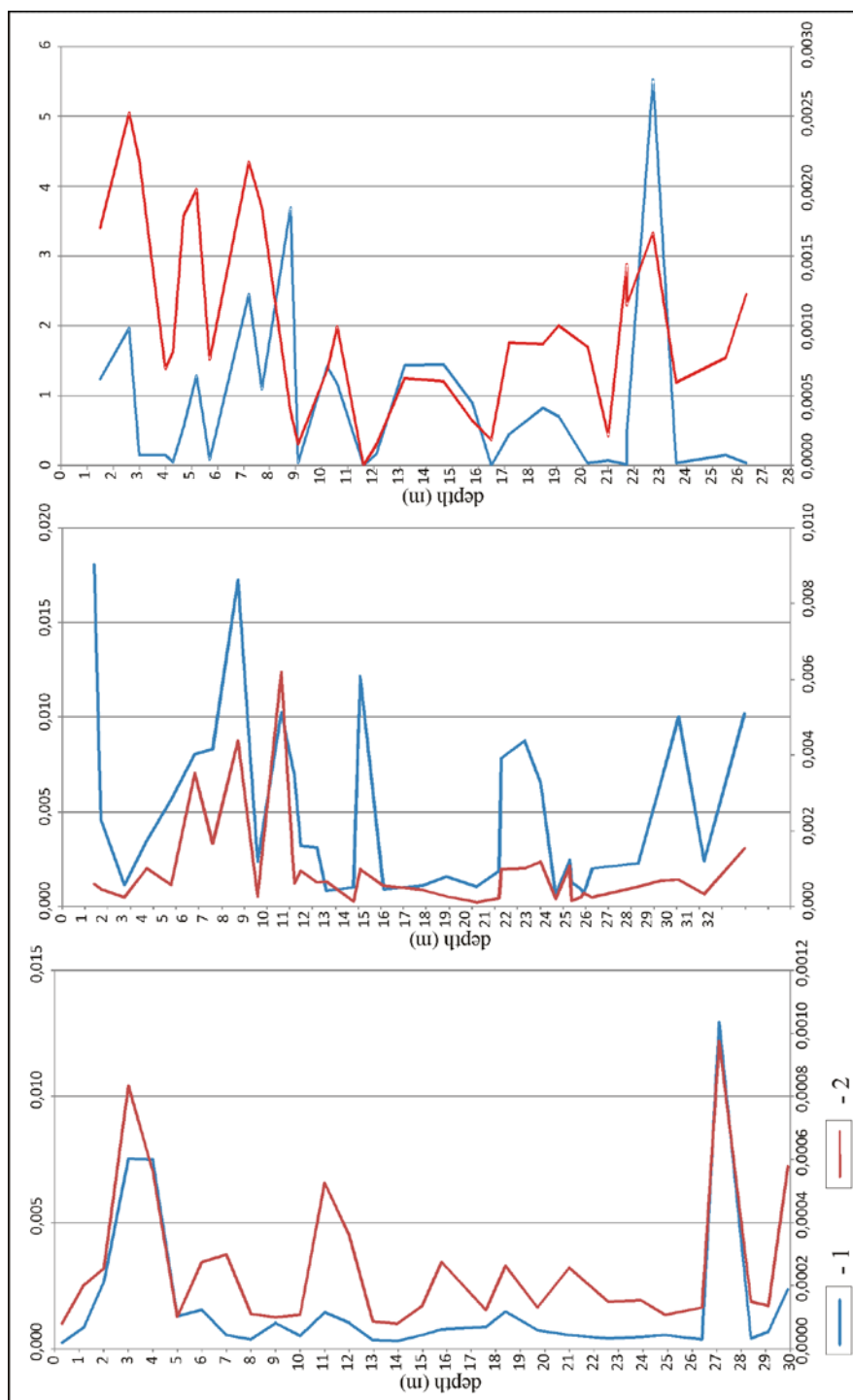


Рис. 5. Распределение метана и его гомологов по разрезу скважин 8-6-5-2: 1 — содержание метана (% об.) — по верхней горизонтальной оси; 2 — содержание гомологов метана C_2-C_6 (% об.) — по нижней горизонтальной оси

Анализ распределений газов по разрезу (рис. 5) в некоторой степени подтверждает данные корреляционного анализа: в скважинах 1, 4 и (в некоторой степени) 8 наблюдается совместное распределение метана и его гомологов. Учитывая относительно невысокие значения метана в скважинах 1 и 4, можно утверждать, что и метан, и остальные легкие алканы имеют один источник в зоне катагенеза, вполне вероятно, им является скопление УВ.

В этих же скважинах наблюдается связь метана с водородом. В скв. 8 содержание метана выше на два порядка, чем в первой и четвертой.

В остальных скважинах метан и его гомологи распределяются независимо, что говорит о наличии мощного конкурентного источника метана.

Максимальных значений метан достигает в скв. 7 — более 50 % на глубине 8 м, по остальному разрезу скважины его содержание также высоко, среднее значение по скважине — 3,6 %. Это может являться признаком гидратообразования в многолетнемерзлых породах [17–20].

Выводы

Статистические показатели измеренных компонентов и межкомпонентные корреляционные связи говорят о комплексном генезисе газа дегазации образцов пород верхней части разреза.

В формировании состава рассеянного газа принимают участие следующие процессы:

- миграция углеводородов и неорганических газов из зоны диагенеза органического вещества;
- миграция углеводородов из нефтеносных отложений;
- аэробное микробиологическое окисление миграционных алканов;
- анаэробная генерация метана археями;
- образование газогидратов в многолетнемерзлых породах.

Особый интерес вызывает генезис водорода и олефинов. В составе газонефтяных скоплений на севере Западной Сибири олефинов фактически нет, а водород встречается редко и в относительно небольших количествах. Однако водород часто обнаруживается в составе водорастворенных газов. Высокая степень связей водорода и олефинов с гомологами метана может говорить о том, что их генезис связан с биоредукцией алканов в верхних слоях осадочного чехла.

Библиографический список

1. Заватский, М. Д. Зависимость наземных полей концентраций углеводородных газов от нефтеносности осадочного чехла в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / М. Д. Заватский. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2008. — № 2. — С. 9–16.
2. Заватский, М. Д. Информативность геохимических показателей при поиске углеводородов в Западной Сибири (по результатам геохимической съемки по снегу) / М. Д. Заватский, А. И. Цепляева. — Текст : непосредственный // Естественные и технические науки. — 2016. — № 10 (100). — С. 70–73.
3. Применение метода Gore-Sorber в комплексе геофизических и геохимических исследований при диагностике углеводородных залежей / Р. С. Хисамов, П. Харрингтон, В. Герман [и др.]. — Текст : непосредственный // Георесурсы. — 2009. — № 1 (29). — С. 29–32.

4. Паняк, С. Г. Поиски углеводородов с использованием методики GORE в Западной Сибири / С. Г. Паняк, В. И. Герман. – Текст : непосредственный // Известия Уральского государственного горного университета. – 2011. – № 25–26. – С. 48–52.
5. Паняк, С. Г. Возможности модернизации геохимических методов поиска месторождений нефти и газа / С. Г. Паняк, Г. И. Страшенко, А. И. Ермолаев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2014. – № 1. – С. 141–145.
6. Зорькин, Л. М. Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поиска залежей углеводородов) / Л. М. Зорькин. – Текст : непосредственный // Геоинформатика. – 2008. – № 1. – С. 45–53.
7. Минько, О. И. Генерация углеводородного газа почвенным покровом планеты / О. И. Минько. – Текст : непосредственный // Геохимия. – 1991. – № 1. – С. 3–15.
8. Biogeochemistry of methane and methanogenic archaea in permafrost / E. Rivkina, V. Shcherbakova, K. Laurinavichius [et al.]. – DOI 10.1111/j.1574-6941.2007.00315.x. – Direct text // FEMS Microbiology Ecology. – 2007. – Vol. 61, Issue 1. – P. 1–15.
9. Теоретические и практические аспекты проблемы биологического окисления углеводородов микроорганизмами / А. В. Брянская, Ю. Е. Уварова, Н. М. Слынько [и др.]. – Текст : непосредственный // Вавиловский журнал генетики и селекции. – 2014. – Т. 18, № 4–2. – С. 999–1012.
10. Путилина, В. С. Процессы биохимической деградации нефтяных углеводородов в зоне аэрации и подземных водах / В. С. Путилина, И. В. Галицкая, Т. И. Юганова. – DOI 10.7868/S0869780318030055. – Текст : непосредственный // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2018. – № 3. – С. 43–55.
11. Rojo, F. Degradation of alkanes by bacteria / F. Rojo. – DOI 10.1111/j.1462-2920.2009.01948.x. – Direct text // Environmental Microbiology. – 2009. – Vol. 11, Issue 10. – P. 2477–2490.
12. Sulfur and CO₂ gases emitted during weathering of sulfides : Role of microbial activity and implications to exploration through cover / C. Plet, C. Siegel, M. Wolterting [et al.]. – DOI 10.1016/j.oregeorev.2021.104167. – Direct text // Ore Geology Reviews. – 2021. – Vol. 134 – P. 104–167.
13. Lal, R. Accelerated Soil erosion as a source of atmospheric CO₂ / R. Lal. – DOI 10.1016/j.still.2018.02.001. – Direct text // Soil and Tillage Research. – 2019. – Vol. 188. – P. 35–40.
14. Панкина, Р. Г. Происхождение кислых газов (H₂S и CO₂) и прогнозирование их содержания в углеводородных скоплениях / Р. Г. Панкина, В. Л. Мехтиева. – Москва, 1983. – 54 с. – Текст : непосредственный.
15. Павликова, Т. А. Дегградация нефти ассоциацией аэробных углеводородоокисляющих микроорганизмов в различных типах почв : специальность: 03.00.07 «Микробиология» : диссертация на соискание ученой степени кандидата биологических наук / Павликова Татьяна Алексеевна. – Москва, 2004. – 132 с. – Текст : непосредственный.
16. Курчатова, А. Н. Формирование геохимических аномалий при миграции углеводородов в криолитозоне Западной Сибири / А. Н. Курчатова, В. В. Рогов. – DOI 10.15356/2076-6734-2018-2-199-212. – Текст : непосредственный // Лёд и Снег. – 2018. – Т. 58, № 2. – С. 199–212.
17. Федосеев, С. М. Газовые гидраты криолитозоны / С. М. Федосеев. – Текст : непосредственный // Наука и образование. – № 1 (41). – 2006. – С. 22–27.
18. Истомин, В. А. Особенности кинетики разложения и экология газогидратов / В. А. Истомин, В. Г. Квон, П. М. Роджерс. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2008. – № 5 (619) – С. 41–47.
19. О фильтрации газов в многолетнемерзлых породах в свете проблемы дегазации литосферы Земли и формирования естественных взрывных процессов в криолитозоне / А. Н. Хименков, А. В. Кошурников, Ф. С. Карпенко [и др.]. – DOI 10.7256/2453-8922.2019.3.29627. – Текст : непосредственный // Арктика и Антарктика. – 2019. – № 3. – С. 16–38.
20. Vlasov, V. A. Simplified diffusion model of gas hydrate formation from ice / V. A. Vlasov. – DOI 10.1007/s00231-015-1575-6. – Direct text // Heat Mass Transfer. – 2016. – Vol. 52, Issue 3. – P. 531–537.

References

1. Zavatskiy, M. D. (2008). Dependence of surface fields concentration of hydrocarbon gases on the oil content of the sedimentary cover within the West-Siberian oil and gas-bearing basin. Higher Educational Institutions. *Neft' i Gas*, (2), pp. 9-16. (In Russian).
2. Zavatskiy, M. D., & Tsepilyaeva, A. I. (2016). Informativnost' geokhimicheskikh pokazateley pri poiske uglevodorodov v Zapadnoy Sibiri (po rezul'tatam geokhimicheskoy s'emki po snegu). *Estestvennye i tekhnicheskie nauki*, (10(100)), pp. 70-73. (In Russian).
3. Khisamov, R. S., Harrington, P., German, V., Voitovich, S. E., & Chernishova, M. G. (2009). The using of Gore-Sorber method at complex geophysical and geochemical of the investigations at diagnostics of the oilfield. *Georesursy*, (1(29)), pp. 29-32. (In Russian).
4. Panyak, S. G., & German, V. V. (2011). Search for hydrocarbons using GORE technique in Western Siberia. *News of the Ural State Mining University*, (25-26), pp. 48-52. (In Russian).
5. Panyak, S. G., Strashnenko, G. I., & Ermolaev, A. I. (2014). Possibilities of upgrading geochemical methods of searches of oil and gas fields. *News of the higher institutions. Mining journal*, (1), pp. 141-145. (In Russian).
6. Zorkin, L. M. (2008). Genesis of gases of the underground hydrosphere in connection with prospecting of hydrocarbon accumulations. *Geoinformatika*, (1), pp. 45-53. (In Russian).
7. Min'ko, O. I. (1991). Generatsiya uglevodorodnogo gaza pochvennym pokrovom planety. *Geochemistry International*, (1), pp. 3-15. (In Russian).
8. Rivkina, E., Shcherbakova, V., Laurinavichius, K., Petrovskaya, L., Krivushin, K., Kraev, G.,... Gilichinsky, D. (2007). Biogeochemistry of methane and methanogenic archaea in permafrost. *FEMS Microbiology Ecology*, 61(1), pp. 1-15. (In English). DOI: 10.1111/j.1574-6941.2007.00315.x
9. Bryanskaya, A. V., Uvarova, Yu. E., Slynko, N. M., Demidov, E. A., Rozanov, A. S., & Peltek, S. E. (2014). Theoretical and practical issues of biological oxidation of hydrocarbons by microorganisms. *Vavilov journal of genetics and breeding*, 18(4-2), pp. 999-1012. (In Russian).
10. Putilina, V. S., Galickaja, I. V., & Juganova, T. I. (2018). Processes of biochemical degradation of oil hydrocarbons in the unsaturated zone and groundwater. *Geoekologiya. Inzheneraya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya*, (3), pp. 43-55. (In Russian). DOI: 10.7868/S0869780318030055
11. Rojo, F. (2009). Degradation of alkanes by bacteria. *Environmental Microbiology*, 11(10), pp. 2477-2490. (In English). DOI: 10.1111/j.1462-2920.2009.01948.x
12. Plet, C., Siegel, C., Wolterning, M., Noble, R., Pagès, A., Thorne, ... Anand, R. (2021). Sulfur and CO₂ gases emitted during weathering of sulfides: Role of microbial activity and implications to exploration through cover. *Ore Geology Reviews*, (134), pp. 104-167. (In English). DOI: 10.1016/j.oregeorev.2021.104167
13. Lal, R. (2019). Accelerated Soil erosion as a source of atmospheric CO₂. *Soil and Tillage Research*, 188, pp. 35-40. (In English). DOI: 10.1016/j.still.2018.02.001
14. Pankina R. G., & Mekhtieva, V. L. (1983). Proiskhozhdenie kislykh gazov (N₂S i CO₂) i prognozirovaniye ikh sodержaniya v uglevodorodnykh skopleniyakh. Moscow, 54 p. (In Russian).
15. Pavlikova, T. A. (2004). Degradatsiya nefi assotsiatsiy aerobnykh uglevodorodokislyashchikh mikroorganizmov v razlichnykh tipakh pochv. Diss. ... kand. biol. nauk. Moscow, 132 p. (In Russian).
16. Kurchatova, A. N., & Rogov, V. V. (2018). Formation of geochemical anomalies in hydrocarbon migration in the permafrost zone of Western Siberia. *Ice and Snow*, (2), pp. 199-212. (In Russian). DOI: 10.15356/2076-6734-2018-2-199-212
17. Fedoseev, S. M. (2006). Gazovye gidraty kriolitozony. *Nauka i obrazovanie*, (1(41)), pp. 22-27. (In Russian).
18. Istomin, V. A., Kvon, V. G., & Rodzhers, P. M. (2008). Osobennosti kinetiki razlozheniya i ekologiya gazogidratov. *Gas Industry*, (S(619)), pp. 41-47. (In Russian)
19. Khimenkov, A. N., Koshurnikov, A. V., Karpenko, F. S., Kutergin, V. N., Gagarin, V. E., & Sobolev, P. A. (2019). On the filtration of gases in permafrost formations in light of the problem of degassing lithosphere of the Earth and formation of natural explosive processes in the cryolithozone. *Arktika i Antarktika*, (3), pp. 16-38. (In Russian). DOI: 10.7256/2453-8922.2019.3.29627
20. Vlasov, V. A. (2016). Simplified diffusion model of gas hydrate formation from ice. *Heat Mass Transfer*, 52(3), pp. 531-537. (In English). DOI: 10.1007/s00231-015-1575-6

Сведения об авторах

Заватский Михаил Дмитриевич, к. г.-м. н., доцент, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, заведующий учебно-научной геохимической лабораторией, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: zavatskijmd@tyuiu.ru

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, главный научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГаз», г. Тюмень

Курчатова Анна Николаевна, к. г.-м. н., директор Субарктического научно-учебного полигона, Тюменский индустриальный университет, начальник отдела геотехнического мониторинга АО «Мессояханефтегаз» г. Тюмень

Information about the authors

Mikhail D. Zavatsky, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Head of the Educational and Scientific Geochemical Laboratory, Industrial University of Tyumen, e-mail: zavatskijmd@tyuiu.ru

Aleksey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Chief Researcher, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen

Anna N. Kurchatova, Candidate of Geology and Mineralogy, Director of the Tyumen Industrial University Subarctic Research and Training Ground, Head of the Geotechnical Monitoring Department of Messoyakhaneftegaz JSC, Tyumen

УДК 624.131.1

Исследование характера распространения взвешенного вещества при влиянии фациально-генетических характеристик донных отложений

Ю. Е. Катанов*, И. О. Зубченко, А. В. Тарасенко, С. В. Воробьева

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: katanov-juri@rambler.ru*

Аннотация. Целью данного исследования является получение математической модели для оценки влияния фациально-генетических характеристик донных отложений на характер распространения взвешенного вещества при проведении дноуглубительных работ.

Рассмотрена проблема, связанная с пагубным влиянием донных отложений при проведении гидротехнических работ на экологическое состояние водного объекта. Повышение уровня техногенной мутности приводит к перераспределению теплопроводности водных масс и соответствующему ухудшению среды обитания гидробионтов. Тогда разработка математической модели распространения взвеси является актуальной задачей, решение которой позволит проанализировать площадь распространения каждой из фаций донного отложения при проведении дноуглубительных работ.

Разработана математическая модель распространения фаций взвешенного вещества при проведении дноуглубительных работ на базе метода конечных разностей. Разработано программное обеспечение для моделирования и визуального представления процесса распространения фаций взвешенного вещества в водном пространстве реки Горин при проведении дноуглубительных работ, при помощи программных средств языка C#, программной среды разработки Visual Studio.

Научной новизной выполненной работы является качественная и количественная оценка распространения взвешенных веществ при проведении дноуглубительных работ в условиях гидрогеологической неопределенности.

Ключевые слова: взвешенное вещество; турбулентная диффузия; характер распространения; фация; экологическое состояние; моделирование

Investigation of the nature of suspended matter under the influence of the facies-genetic characteristics of bottom sediments

Yuri E. Katanov*, Ilya O. Zubchenko, Alexandr V. Tarasenko, Seema V. Vorobjeva

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: katanov-juri@rambler.ru*

Abstract. The purpose of this study is to obtain a mathematical model to assess the influence of the facies and genetic characteristics of bottom sediments on the distribution of suspended matter during dredging.

The addressed problem is associated with the detrimental effect of bottom sediments during hydraulic works on the ecological state of a water body. An increase in the level of technogenic turbidity leads to redistribution of the thermal conductivity of water masses and corresponding deterioration in the habitat of aquatic organisms. The development of a mathematical model for the distribution of sus-

pended matter is an urgent task, the solution of which will allow us to analyze the area of distribution of each of the facies of bottom sediment during dredging operations.

A mathematical model of the distribution of facies of suspended matter during dredging operations based on the finite difference method has been developed. Software for modeling and visual representation of the process of propagation of facies of suspended matter in the water space of the Gorin River during dredging operations has been developed using C# software, Visual Studio software development environment.

The scientific novelty of the performed work is a qualitative and quantitative assessment of the distribution of suspended solids during dredging operations under conditions of hydrogeological uncertainty.

Key words: suspended matter; turbulent diffusion; distribution pattern; facies; ecological state; modeling

Введение

В процессе седиментации взвешенных веществ флювиальных объектов формируются донные отложения различной протяженности, толщины и состава [1, 2]. Для оценки средней скорости распространения взвешенных веществ и траекторий их накопления необходимо учитывать следующие два процесса:

- осадконакопление — процесс аккумуляции тонко- и крупнодисперсных минеральных частиц на единицу площади их пространственного распространения с учетом гидроморфного почвообразования в прибрежных отложениях [3, 4];
- илонакопление — процесс аккумуляции тонкодисперсных взвесей пелитовой/алевритовой фракций на единицу площади их распространения, в сочетании с накоплением органических и биогенных веществ, диффузионный обмен между которыми в водной толще будет способствовать, как самоочищению экосистемы, так и вероятности вторичного загрязнения воды илом при взмучивании.

Реализация комплекса дноуглубительных работ оказывает негативное воздействие на экологическое состояние водного объекта [5, 6], что неизбежно приводит к нарушению жизненной активности биологических организмов в зонах проводимых технологических мероприятий.

Следовательно, проведение технологических работ в границах водных объектов, например, строительство буровых платформ, прокладка подводных трубопроводов, дноуглубительные работы и пр., в результате которых образуются твердые взвешенные частицы, допускается только в соответствии с технологическими нормами Федерального агентства по рыболовству РФ [7–9].

Этапы создания математической модели распространения взвеси, локализованной в разных частях водного объекта, реализуются в два этапа [10].

Первый этап — формирование базы данных о геометрии водного объекта, локальный забор и анализ состава взвеси при дальнейшем расчете скоростей течений водных объемов в предполагаемом районе производства дноуглубительных работ.

Второй этап — расчет вариантов траекторий распространения элементов поля многокомпонентной взвеси.

Поскольку отсутствует единая методология исследования особенностей донных отложений, то привлечение численных методов для описания закономерностей гидродинамических процессов в водном объекте [8, 11] (скорость и особенности течения, турбулентная диффузия, изменение поля температуры, принципов формирования зон мутности и пр.) при распространении объемов взвешенного вещества является актуальной задачей.

Объект и методы исследования

В качестве объекта моделирования была выбрана река Горин, которая является левым притоком Амура. Данная река была выбрана благодаря разнообразию гранулометрического состава, который варьируется от галечников до пылеватых частиц.

В выбранной точке моделирования река имеет следующие гидрогеологические характеристики:

- глубина: 2,6 м;
- скорость течения: 0,30 м/с;
- радиус фракции, мм — объем от общего состава частиц, %:
10–50 мм — 31,4 %; 7–10 мм — 8,5 %; 5–7 мм — 4,9 %; 3–5 мм — 4,1 %;
1–3 мм — 8,6 %; 0,5–1 мм — 5,3 %; 0,25–0,5 мм — 21,2 %; 0,1–0,25 мм — 14,3 %;
< 0,1 мм — 1,7 %.

Методы исследования — феноменологический подход, геолого-математическое моделирование.

Результаты

Разномасштабные зоны мутности водных объектов формируются в процессе проведения гидротехнических работ, связанных с отвалом/изъятием толщ донного грунта. На фоне таких мероприятий рост концентрации взвешенных веществ в реке приводит к ухудшению фильтрационно-вещественных свойств системы «водная толща — донные отложения», изменению глубин русла и нарушению экологии исследуемого водного объекта.

Поэтому базовыми динамическими характеристиками зон мутности водных объектов являются размеры фракций донных отложений, а также производительность гидромеханических устройств, фиксирующих удаление шлейфа их физических полей от источника взмучивания.

Данные характеристики удовлетворительно коррелируются с гидродинамическими особенностями водных объектов в соответствующих границах, и определяют общий гранулометрический состав взвешенных частиц по их крупности.

Для частиц с диаметром менее 0,1 мм характерно формирование устойчивых полей мутности с увеличенной силой сопротивления к осаждению. Поэтому для математического учета эффективной крупности необходим коэффициент, соответствующий доле взвешенных частиц в общем объеме, определяющий их продолжительное замедленное осаждение.

Системный учет критериев вероятного распространения взвеси при проведении дноуглубительных работ базируется на агрегировании следующих этапов:

- классификация входной информации по группам элементов взвеси основывается в первую очередь на размере забираемых со дна частиц, распространяющихся в водном объекте;

- итеративный процесс распространения частиц заключается в определении содержания взвеси в каждой точке водного объекта на i -ом шаге расчета по времени (где i — экспериментально определяемая величина);
- аналитико-графическое представление результатов математического моделирования в виде локальных тепловых карт объемов взвеси в различных участках водного объекта.

Описание математической модели

Верхний слой гранулометрического состава косы донных отложений (самоотмостка) реки Горин представлен более крупными фациями D_v , поскольку в первую очередь на него происходит воздействие водных толщ.

Средний диаметр взвешенных частиц верхнего слоя формируется руслоформирующим расходом в соответствии со скоростями течения. Для реки Горин верхний слой донных отложений представлен песчано-гравийными фациями. Нижележащие отложения песчано-гравийных фаций будут мало подвержены или не подвержены вовсе значимому воздействию водных потоков, поэтому их фациально-генетические характеристики представлены более мелкими фракционными кластерами минеральных частиц.

При стохастическом моделировании распространения взвеси в водном объекте, при дноуглубительных работах, была использована модель турбулентной диффузии — конвекции [2], представленная полуэмпирическим дифференциальным уравнением в частных производных для двух измерений

$$\frac{dC}{dt} + \frac{d}{dx}u \cdot C + \frac{d}{dy}v \cdot C = \frac{d}{dx}D \frac{dC}{dx} + \frac{d}{dy}D \frac{dC}{dy}. \quad (1)$$

Для численного решения уравнения (1) выбран метод конечных разностей (МКР) с явной схемой, состоящий в замене частных производных соответствующими конечно-разностными аппроксиматорами. В итоге поиск решения сводится к сеточной дискретизации исходной дифференциальной задачи.

При использовании данного метода моделируемая среда распространения взвеси представляется в виде голоморфной сетки с фиксированным количеством узлов. Аппроксимируя частные производные дифференциального уравнения (1) посредством МКР, получаем систему линейных алгебраических уравнений для идентификации значений концентрации взвешенных частиц, как локальной характеристики в каждом узле сетки.

Приближенным аналогом уравнения (1), посредством привлечения численных методов, является зависимость для нахождения значений концентрации вещества в каждой ячейке сетки моделируемого объекта [12–16]:

$$\begin{aligned} C_{i,j}^n = & C_{i,j}^{n-1} + D \cdot \frac{\tau}{h^2} \cdot (C_{i+1,j}^{n-1} - 2C_{i,j}^{n-1} + C_{i-1,j}^{n-1}) + D \cdot \frac{\tau}{h^2} \\ & \cdot (C_{i,j+1}^{n-1} - 2C_{i,j}^{n-1} + C_{i,j-1}^{n-1}) + \\ & + \frac{\tau}{h} (V_x \cdot (C_{i-1,j}^{n-1} - C_{i,j}^{n-1}) + V_y \cdot (C_{i,j-1}^{n-1} - C_{i,j}^{n-1})) - \frac{\tau}{h} \cdot \frac{V_{sedim}}{H}, \end{aligned} \quad (2)$$

где n — индекс временного слоя; τ — шаг по времени; h — шаг по пространству; D — коэффициент турбулентной диффузии; V_x — компонента

скорости по оси X ; V_y — компонента скорости по оси Y ; V_{sedim} — скорость седиментации частиц грунта; H — средняя глубина водоема в узле (i, j) .

Согласно формуле Стокса [9, 10], аппроксимируя ее для данного случая исследования, скорости первичной седиментации минеральных частиц, размер которых < 10 мкм, могут быть представлены в следующей форме:

$$v = \frac{2 \cdot g \cdot (p - p_0) \cdot r^2}{9 \cdot \mu}, \quad (3)$$

где g — ускорение силы тяжести; μ — динамическая вязкость водной среды; r — радиус минеральных частиц; p, p_0 — плотности минеральных частиц и водной среды.

Для минеральных частиц диаметра > 10 мкм скорость первичной седиментации целесообразно исследовать по классическому закону [17–19]: системно рассматривая влияние силы притяжения и силы Архимеда на характер распространения минеральных частиц (при разработке ПО), необходимо также учитывать и силу трения, действующую на сферические объекты (частицы) в жидкости

$$F = -6 \cdot \pi \cdot r \cdot \mu \cdot v, \quad (4)$$

где r — радиус сферического объекта; μ — динамическая вязкость жидкости; v — скорость распространения частиц.

При дноуглубительных работах нарушается верхний слой песчано-гравийных фаций, что приводит к соответствующему уменьшению диаметра его фракционного состава с дальнейшей сетью наносов. Поскольку фракционный состав представлен различной гидрогеологической неоднородностью частиц¹, то посредством распространения их более мелких фракций происходит загрязнение водного объекта [20].

Для разработки песчано-гравийного дна речных русел целесообразнее использовать технологию поперечных прорезей по двум причинам:

- 1) механические нарушения верхнего слоя дна отсутствуют, что влияет на формирование значительных объемов взвешенных минеральных частиц в водном объекте;
- 2) снижение кривой свободной поверхности на вышерасположенных участках дна (по отношению к низкой отметке русла) также отсутствует; обратный процесс привел бы к увеличению скоростей водного потока с дальнейшим размывом дна.

В соответствии с поставленной целью исследования был выполнен расчет масштаба распространения облака взвеси в водной толще при соответствующей эффективной гидравлической крупности частиц различных полидисперсных взвесей.

Результаты моделирования распространения фаций взвешенного вещества, полученные на основе данных о водном объекте и гранулометрическом составе донных отложений, без учета границ водного объекта и береговых линий, представлены на рисунке.

¹ Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 N 74-ФЗ (текст с изм. и доп. на 2020 г.). — Москва : Эксмо, 2020. — 64 с.

Из рисунка видно, что в начальные моменты времени масштабы облака взвешенных частиц не меняются резко, поскольку требуется определенное время для достижения дна водоема.

Поэтому на начальном этапе величина эффективной гидравлической крупности частиц не будет информативной характеристикой по идентификации техногенной мутности. Дальнейшее увеличение скорости распространения облака взвеси будет связано с последовательным осаждением на дно минеральных частиц различных фракций.

Выполненное моделирование позволяет идентифицировать форму и масштаб шлейфа загрязнения, после взброса донных отложений на базе двумерного уравнения массопереноса и уравнения Стокса для различных фракций минеральных частиц.

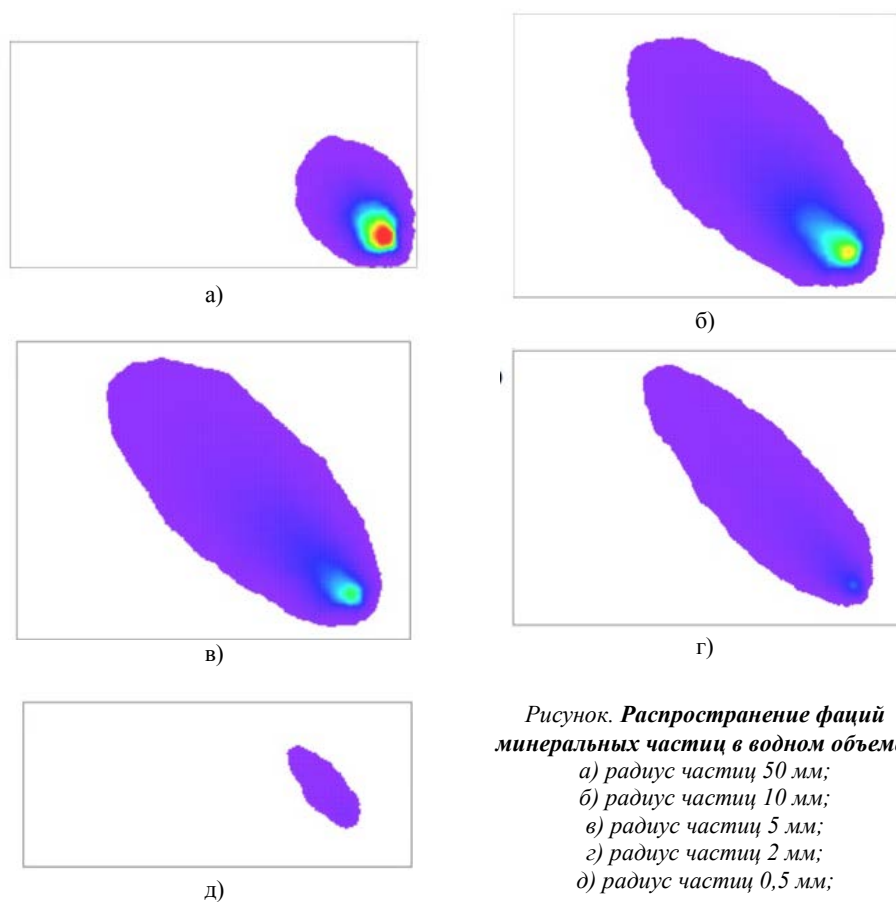


Рисунок. Распространение фаций минеральных частиц в водном объеме:
 а) радиус частиц 50 мм;
 б) радиус частиц 10 мм;
 в) радиус частиц 5 мм;
 г) радиус частиц 2 мм;
 д) радиус частиц 0,5 мм;

Стоит отметить, что величина концентрации взвешенных веществ (с радиусом частиц менее 0,5 мм) за пределами зон гидродинамического влияния является признаком наличия остаточной мутности. Если же водный поток «удерживает» остаточную мутность без вмешательства технологических механизмов, то это свидетельствует о естественных гидродинамических особенностях данной водной толщи.

Оценка гидродинамического потенциала такого потока будет однозначно сопряжена с его транспортирующей способностью. При естественных гидрологических режимах в руслах рек с замедленным водообменом будет минимальная нагрузка взвешенных частиц в водных массах.

Характеристики малой глубины и разноскоростного водообмена в границах реки Горин определяют относительно равномерное распределение параметра максимально возможной мутности в водной толще (в среднем порядка несколько десятков мг/л).

Таким образом, для акватории постоянной глубины поиск решения задачи массопереноса взвеси, усредненного по вертикали, сводится к скорости распространения полидисперсных частиц с M фракциями на базе N одномерных эволюционных уравнений для каждого случая.

Эффективная гидравлическая крупность взвешенных веществ, учитываемая при оценке адсорбционных свойств водного дна, аналогично может быть использована при одномерных исследованиях распространения загрязнений в руслах рек.

Выводы

На основе результатов моделирования можно сделать вывод о том, что с уменьшением размеров зерен радиусом от 50 до 5 мм происходит увеличение площади седиментации взвешенных частиц для соответствующих фракций (см. рис. а, б, в); при размере зерен от 5 мм и меньше концентрация взвеси в каждой точке водного объекта становится меньше (уменьшение площади седиментации при заданном уровне значимости (см. рис. г, д), что свидетельствует об уменьшении степени пагубного влияния осадконакопления и увеличения радиусов зон мутности.

В качестве рекомендации для корректной работы разработанного ПО следует учитывать максимально допустимую для моделирования скорость течения водного объекта ~ 3 м/с при соответствующей глубине не более 5 метров.

Результаты первичной математической модели распространения взвешенных составов в водных ресурсах были представлены на семинаре кафедры прикладной геофизики Тюменского индустриального университета.

Библиографический список

1. Дроздов, В. В. Влияние процесса дноуглубительных работ на экологическое состояние акваторий Выборгского залива / В. В. Дроздов, А. В. Коробков. – Текст : непосредственный // Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета. – 2010. – № 12. – С. 80–96.
2. Катанов, Ю. Е. Механизмы и принципы моделирования деформационно-пространственной неустойчивости горных пород / Ю. Е. Катанов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 19–23.
3. Зубченко, И. О. Моделирование распространения взвешенных веществ водными течениями при проведении дноуглубительных работ / И. О. Зубченко. – Текст : непосредственный // Вестник магистратуры. – 2020. – № 10–4 (109). – С. 6–8.
4. Катанов, Ю. Е. Математическая модель процесса накопления и пространственно-временной эволюции ансамбля элементарных повреждений как единого динамического

процесса / Ю. Е. Катанов. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и бизнес. – 2014. – № 9. – С. 60–63.

5. Ландау, Л. Д. Теоретическая физика : учебное пособие. В 10 т. Т. VI. Гидродинамика / Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшиц. – 3-е изд. перераб. и доп. – Москва : Наука, 1986. – 736 с. – Текст : непосредственный.

6. Насыров, В. В. О применимости закона Стокса / В. В. Насыров, М. Г. Насырова. – DOI 10.24147/2222-8772.2020.2.40-48. – Текст : непосредственный // Математические структуры и моделирование. – 2020. – № 2 (54). – С. 40–48.

7. Катанов, Ю. Е. Оценка эффективности методов принятия решений в нечетких условиях / Ю. Е. Катанов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 106–111.

8. Рыжков, С. С. Влияние дноуглубительных работ на морские экосистемы / С. С. Рыжков, Ю. Б. Брезкун. – Текст : непосредственный // Электронный вестник наук. – 2010. – № 2. – С. 2–4.

9. Гранулометрический и микроэлементный состав донных отложений реки Амур в среднем и нижнем течении. Тихоокеанская геология / С. Е. Сиротский, Г. В. Харитонов, В. И. Ким [и др.]. – Текст : непосредственный // Тихоокеанская геология. – 2014. – Т. 33, № 3. – С. 88–98.

10. Методы математического моделирования окружающей среды / А. В. Колдоба, Ю. А. Повещенко, Е. А. Самарская В. Ф. Тишкин ; отв. ред. Н. В. Змитренко ; Российская академия наук, Ин-т математического моделирования. – Москва : Наука, 2000. – 254 с. – Текст : непосредственный.

11. Катанов, Ю. Е. Моделирование процесса массопереноса в углеводородных системах / Ю. Е. Катанов, А. О. Лысов. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна : материалы VII Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию Бабакова Николая Константиновича), 15 апреля 2011 года / М-во образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – С.178–180.

12. Тихонов, А. Н. Дифференциальные уравнения / А. Н. Тихонов, А. Б. Васильева, А. Т. Свешников. – Москва : Наука, 1985. – 742 с. – Текст : непосредственный.

13. Экологическая уязвимость береговой зоны восточной части Финского залива к dredging / М. Б. Шилин, В. Б. Погребов, С. В. Лукьянов [и др.]. – Текст : непосредственный // Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета. – 2012. – № 25. – С. 107–122.

14. Франк-Каменецкий, Д. А. Диффузия и теплопередача в химической кинетике / Д. А. Франк-Каменецкий ; отв. ред. Р. И. Солоухин ; АН СССР, Ин-т хим. физики. – 3-е изд., испр. и доп. – Москва : Наука, 1987. – 490. – Текст : непосредственный.

15. Юрасов, С. Н. Вывод математической модели и разработка методики расчета турбулентной диффузии взвеси в водном потоке / С. Н. Юрасов, О. В. Сергиенко // Климатология, метеорология и гидрология : сборник. – 2008. – Вып. 50. – С. 401–406. – Текст : непосредственный.

16. Blaise, S. Influence of the turbulence closure scheme on the finite-element simulation of the upwelling in the wake of shallow-water island / S. Blaise, E. Deleersnijder, L. White, J.-F. Remacleac. – DOI 10.1016/j.csr.2007.06.003. – Direct text // Continental Shelf Research. – 2007. – Vol. 27, Issue 18, – P. 2329–2345.

17. Cancino, L. Hydrodynamic and sediment suspension modelling in estuarine systems : Part I : Description of the numerical models / L. Cancino, R. Neves. – DOI 10.1016/S0924-7963(99)00035-4. – Direct text // Journal of Marine Systems. – 1999. – Vol. 22, Issues 2–3. – P. 105–116.

18. Dey, S. Scour at Submerged Cylindrical Obstacles under Steady Flow / S. Dey, R. V. Raikar, A. Roy. – DOI 10.1061/(ASCE)0733-9429(2008)134:1(105). – Direct text // Journal of Hydraulic Engineering. – 2008. – Vol. 134, Issue 1. – P. 105–109.

19. Erftemeijer, P. L. A. Environmental impacts of dredging on seagrasses : a review / P. L. A. Erftemeijer, R. R. R. Robin Lewis. – DOI 10.1016/j.marpolbul.2006.09.006. – Direct text // Marine Pollution Bulletin. – 2006. – Vol. 52, Issue 12. – P. 1553–1572.

20. Three-dimensional island wakes in the field, laboratory experiments and numerical models / E. Wolanski, T. Asaeda, A. Tanaka, E. Deleersnijder. – DOI 10.1016/0278-4343(95)00087-9. – Direct text // Continental Shelf Research. – 1996. – Vol. 16, Issue 11. – P. 1437–1452.

References

1. Drozdov, V. V., & Korobkov, A. V. (2010). Influence of dredging works on an ecological condition water areas of the Vyborg Gulf. Proceedings of the Russian State Hydrometeorological University. A theoretical research journal, (12), pp. 80-96. (In Russian).
2. Katanov, Yu. E. (2014). Mechanisms and principles of modeling of rocks the deformation-spatial instability. Construction of oil and gas wells on land and at sea, (11), pp. 19-23. (In Russian).
3. Zubchenko, I. O. (2020). Modeling the distribution of suspended solids by water currents during dredging. Vestnik Magistratury, (10-4(109)), pp. 6-8. (In Russian).
4. Katanov, Yu. E. (2014). Mathematical model the process of accumulation and the spatial-temporal evolution of an ensemble of elemental damage as a single dynamic process. Oil, Gas and Business, (9), pp. 60-63. (In Russian).
5. Landau, L. D., & Lifshits, E. M. (1986). Theoretical physics. In 10 volumes. Vol. VI. Hydrodynamics. 3rd edition revised and expanded. Moscow, Nauka Publ., 736 p. (In Russian).
6. Nasyrov, V. V., & Nasyrova, M. G. (2020). About the Stokes law applicability. Mathematical structures and modeling, (2(54)), pp. 40-48. (In Russian). DOI: 10.24147/2222-8772.2020.2.40-48
7. Katanov, Yu. E. (2011). Evaluation of the efficiency of making decision methods in Uncertain conditions. Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas, (5), pp. 106-111. (In Russian).
8. Ryzhkov, S. S., & Brezkun, Yu. B. (2010). Influence of dredging works on marine ecosystems. Electronic Bulletin of Sciences, (2), pp. 2-4. (In Russian).
9. Sirotskiy, S. E., Kharitonova, G. V., Kim, V. I. Klimin, M. A., Chizhikova, N. P., Tyugai, Z.,... Utkina, E. V. (2014). The granulometric and microelemental composition of bottom sediments in the Amur River middle and lower reaches. Tikhookeanskaya Geologiya, 33(3), pp. 88-98. (In Russian).
10. Koldoba, A. B., Poveschenko, Yu. A., Samarskaya, E. A., & Tishkin, V. F. (2000). Metody matematicheskogo modelirovaniya okruzhayushchey sredy. Moscow, Nauka Publ., 254 p. (In Russian).
11. Katanov, Yu. E. & Lysov, A. O. (2011). Modelirovanie protsessa massoperenosa v uglevodorodnykh sistemakh. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabassejna: materialy VII Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 100-letiyu Babakova Nikolaya Konstantinovicha), April, 15, 2011. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 178-180. (In Russian).
12. Tikhonov, A. N., Vasil'eva, A. B., & Sveshnikov, A. T. (1985). Differentsial'nye uravneniya. Moscow, Nauka Publ., 742 p. (In Russian).
13. Shilin, M. B., Pogrebov, V. B., Mamaeva, M. A., Lukyanov, S. V., & Lednova, Yu. A. (2012). Ecological sensitivity of the coastal zone of the eastern gulf of Finland (the Baltic Sea) to dredging. Proceedings of the Russian State Hydrometeorological University. A theoretical research journal, (25), pp. 107-96. (In Russian).
14. Frank-Kamenetsky, D. A. (1987). Diffuziya i teploperedacha v khimicheskoy kinetike. 3rd edition revised and expanded. Moscow, Nauka Publ., 490 p. (In Russian).
15. Yurasov, S. N., & Sergienko, O. V. (2008). Vyvod matematicheskoy modeli i razrabotka metodiki rascheta turbulentnoy diffuzii vzvesi v vodnom potoke. Klimatologiya, meteorologiya i gidrologiya: sbornik, (50), pp. 401-406. (In Russian).
16. Blaise, S., Deleersnijder, E., White, L., & Remacleac, J.-F. (2007). Influence of the turbulence closure scheme on the finite-element simulation of the upwelling in the wake of shallow-water island. Continental Shelf Research, 27(18), pp. 2329-2345. (In English). DOI: 10.1016/j.csr.2007.06.003
17. Cancino, L. & Neves, R. (1999). Hydrodynamic and sediment suspension modelling in estuarine systems: Part I: Description of the numerical models. Journal of Marine Systems, 22(2-3), pp.105-116. (In English). DOI: 10.1016/S0924-7963(99)00035-4
18. Dey, S., Raikar, R. V. & Roy, A. (2008). Scour at Submerged Cylindrical Obstacles under Steady Flow. Journal of Hydraulic Engineering, 134(1), pp. 105-109. (In English). DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9429(2008)134:1(105)
19. Erftemeijer, P. L. A., & Robin Lewis, R. R. (2006). Environmental impacts of dredging on seagrasses: a review. Marine pollution bulletin, 52(12), pp. 1553-1572. (In English). DOI: 10.1016/j.marpolbul.2006.09.006

20. Wolanski, E. Asaeda, T., Tanaka, A., & Deleersnijder, E. (1996). Three-dimensional island wakes in the field, laboratory experiments and numerical models. *Continental Shelf Research*, 16(11), pp. 1437-1452. (In English). DOI: 10.1016/0278-4343(95)00087-9

Сведения об авторах

Катанов Юрий Евгеньевич, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: katanov-juri@rambler.ru

Зубченко Илья Олегович, магистрант 2 курса, кафедра прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тарасенко Александр Владимирович, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Воробьева Сима Васильевна, д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Yuri E. Katanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Leading Researcher Laboratory of Well Workover and Stimulation Technologies, Industrial University of Tyumen, e-mail: katanov-juri@rambler.ru

Ilya O. Zubchenko, 2nd year Undergraduate Student, Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen

Alexandr V. Tarasenko, Junior Researcher Laboratory of Well Workover and Stimulation Technologies, Industrial University of Tyumen

Seema V. Vorobjeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

УДК 556.38

Особенности выполнения опытно-фильтрационных работ на участках недр, эксплуатируемых одиночными водозаборами

В. И. Козырев^{1, 2*}, В. А. Бешенцев¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, Россия

*e-mail: kozyrev-v@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены методы, применяемые при проведении полевых опытно-фильтрационных работ, которые позволяют получить знания о фильтрационных свойствах и водообильности горных пород. Показаны особенности проведения опытно-фильтрационных работ на участках недр, эксплуатируемых одиночными водозаборами. Отмечается, что это небольшие водные объекты, как по числу водозаборных скважин, так и по величине фактического водоотбора. В статье предлагается на вышеозначенных участках в качестве полевого метода исследований применять непродолжительные одиночные откачки, по результатам которых существует возможность обосновать количество требуемого водоотбора и определить расчетные значения коэффициента водопроводимости. В качестве примера рассмотрены результаты откачек, полученные при выполнении опытно-фильтрационных работ на трех одиночных водозаборах, расположенных в пределах Широкого Приобья. Результаты опытно-фильтрационных работ послужили исходным материалом для подсчета запасов пресных подземных вод. Запасы пресных подземных вод были подсчитаны и утверждены по каждому участку в количестве 499 м³/сут по категории В.

Ключевые слова: подземные воды; подсчет запасов; одиночные водозаборы; прецизионные измерения; экспресс-откачки; коэффициент водопроводимости

Peculiarities of performance of experimental filtering works in sites subsoil operated by single water intakes

Vladimir I. Kozyrev^{1, 2*}, Vladimir A. Beshentsev¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia

*e-mail: kozyrev-v@mail.ru

Abstract. The article discusses the methods used in the field experimental filtration work, which allow you to gain knowledge about the filtration properties and water abundance of rocks. The features of the experimental filtration work in the subsoil areas operated by single water intakes are shown. It is noted that these are small water bodies, both in terms of the number of water wells and the amount of actual water withdrawal. The article proposes to use short-term single pumpings as a field research method in the above-mentioned areas, according to the results of which it is possible to substantiate the amount of required water withdrawal and determine the calculated values of the water conductivity coefficient. As an exam-

ple, the results of pumping are considered, obtained during the implementation of experimental filtration work at three single water intakes located within the Latitude Ob region. The results of the experimental filtration work served as the source material for calculating the reserves of fresh groundwater. Fresh groundwater reserves were calculated and approved for each site in the amount of 499 m³/day for category B.

Key words: groundwater; calculation of reserves; single water intakes; precision measurements; express pumping; water conductivity coefficient

Введение

Для выполнения прогнозных расчетов при подсчете запасов пресных подземных вод необходимы знания о фильтрационных свойствах и водообильности горных пород. Процедура приобретения этих знаний в практике гидрогеологических исследований сводится к проведению полевых опытно-фильтрационных работ, к интерпретации полученных данных и определению гидрогеологических параметров водоносной толщи.

Методы, применяемые при выполнении опытно-фильтрационных работ, различны. Выбор вида работ зависит от стадийности исследований, сложности гидрогеологических условий, природно-экономических, технических условий изучаемого объекта.

Основные методы опытно-фильтрационных работ:

- пробные, опытные и опытно-эксплуатационные откачки [1, 2];
- наливов и нагнетания в скважины;
- наливов в шурфы;
- экспресс-методы;
- определение параметров по данным, полученным в результате режимных наблюдений за пресными подземными водами;
- лабораторные методы;
- геофизические методы;
- моделирование [3–6].

В данной статье рассматривается вопрос выбора методов исследований в зависимости от объекта изучения. В нашем случае объектом изучения является участок недр, эксплуатируемый одиночным водозабором. Как правило, одиночные водозаборы в пределах Тюменской области состоят из 1–2–3 скважин, реже 4–5 скважин, обеспечивают водоснабжение поселков и объектов нефтепромыслов. Выполнение на таких объектах полевых опытно-фильтрационных работ для получения расчетных гидрогеологических параметров обусловлено рядом особенностей, о которых будет сказано ниже по тексту.

Объект и методы исследования

Методы, применяемые в процессе опытно-фильтрационных исследований, характеризуются различной степенью надежности определения гидрогеологических параметров. Кроме этого, они отличаются своеобразностью их проведения. Такие методы, как откачки, наливов и нагнетания в скважины, экспресс-методы, входят в состав группы полевых опытно-фильтрационных и являются доминирующими в практике гидрогеологиче-

ских исследований. Эти методы обеспечивают эффективное и достоверное определение расчетных параметров [3].

Достоверность гидрогеологических параметров определяется степенью адекватности выбранной модели природным условиям при интерпретации опытных данных.

В зависимости от поставленных задач при изучении объекта определяются следующие гидрогеологические параметры: каптажные характеристики водозаборных скважин, удельный дебит, коэффициент водопроницаемости, коэффициент пьезопроводности, фактор перетекания, гидравлические потери и т. д. [7].

Главной особенностью участков изучения является то, что это небольшие водные объекты, как по числу водозаборных скважин, так и по величине фактического водоотбора. В силу этого постановка опытно-фильтрационных работ на данных участках сводится к применению таких методов, которые позволяют получить исходные данные для обоснования возможности отбора требуемого количества воды существующими скважинами и определить расчетные значения коэффициента водопроницаемости. Получение вышеозначенных данных достаточно для применения упрощенного подхода к оценке запасов пресных подземных вод по участкам недр, эксплуатируемых одиночными водозаборами. Такой подход был предложен Б. В. Боровским и др. (2001 г.)¹, когда оценка запасов подземных вод сводится к доказательству возможного удовлетворения заявленной потребности в воде. Предусмотрены менее строгие требования к изученности объекта исследований, подсчету запасов подземных вод, составлению отчетов для прохождения государственной экспертизы [8].

Одиночные водозаборы подземных вод — водозаборы действующие. Нами установлено, что схема водозаборов и режим их эксплуатации уже сложились. Расстояния между скважинами небольшие (в основном от 6 до 20 м), как правило, меньше мощности пласта. Эксплуатируется одна или две скважины. Дебит скважин составляет 30–50–100 м³/сут, реже 300–500 м³/сут. Кроме того, водоснабжение объектов водой должно осуществляться в непрерывном режиме [8–10].

В таких условиях применимость традиционных длительных кустовых откачек как метода исследований в процессе выполнения полевых работ ограничена. Поскольку нет возможности организовать полноценный опытный куст с опытной и наблюдательными скважинами, создать соответствующее возмущение пласта, значимое для регистрации уровня воды в наблюдательных скважинах. Малые расстояния между скважинами на одиночных водозаборах не позволяют избежать влияния несовершенства опытной скважины на закономерности изменения уровня подземных вод в процессе опыта, полученные в наблюдательных скважинах. Непрерывность водоснабжения объектов накладывает ограничения на продолжительность выполнения полевых работ. В тех случаях, когда одиночный во-

¹Боровский Б. В., Язвин Л. С., Закутин В. П. Оценка эксплуатационных запасов питьевых и технических подземных вод по участкам недр, эксплуатируемых одиночными водозаборами. Методические рекомендации / Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Гидрогеологическая и геоэкологическая компания «ГИДЭК». – М.: «ГИДЭК», 2002. – 62 с.

дозабор состоит из одной скважины, о применимости вышеозначенного метода не может идти и речи.

Из вышеизложенного следует, что на рассматриваемых объектах в качестве полевого метода исследований целесообразно применять непродолжительные одиночные откачки, по результатам которых существует возможность обосновать количество требуемого водоотбора и определить расчетные значения коэффициента водопроницаемости.

Кратковременные откачки (экспресс-откачки), основанные на применении прецизионных наблюдений за уровнем подземных вод, принципиально отличаются от классических (кустовых). Отличия заключаются в технологии их проведения и в точности регистрации изменений уровня воды в скважине (точность регистрации — до 1 мм) [11]. Для получения опытных данных (исходной информации) достаточно провести только кратковременное включение или отключение насосного оборудования в скважине (возбудить пласт) [10, 12, 13]. Далее ведутся наблюдения за уровнем воды в опытной скважине и дебита. Обработка результатов опытно-фильтрационных работ выполняется по формулам неустановившейся фильтрации, что обеспечивает повышение эффективности выполняемых работ за счет сокращения их продолжительности [3].

Результаты

Кратковременные откачки широко стали применяться с 2000-х годов в гидрогеологических исследованиях на одиночных водозаборах Широкого Приобья с целью получения исходного материала для выполнения прогнозных расчетов при подсчете запасов пресных подземных вод [10].

В качестве примера рассмотрим результаты откачек, полученные при выполнении опытно-фильтрационных работ на трех одиночных водозаборах Приобского месторождения нефти. Рассматриваемые водозаборы являются малыми водными объектами, состоят из двух скважин, расстояние между скважинами изменяется от 5 до 14,5 м. Проектный дебит скважин не превышает 500 м³/сут.

На исследуемых водных объектах в эксплуатации находится атлым-новомихайловский водоносный комплекс (ВК). На водозаборном участке НП «Приобское» подмерзлотная часть — атлымский водоносный горизонт (ВГ). ВК развит повсеместно, приурочен к отложениям атлым-новомихайловской свиты. Верхним водоупором служит водоупорный туртасский горизонт, нижним водоупором является водоупорный тавдинский горизонт (рис. 1). Абсолютные отметки кровли ВК изменяются от –40 до –20 м, глубина залегания — 60–80 м, мощность — 200–245 м. Водовмещающие отложения представлены песками мелко- и среднезернистыми. Коэффициенты фильтрации изменяются от 7 до 26,9 м/сут.

Подземные воды ВК напорные. Глубина залегания пьезометрического уровня — 0,3–21 м. Водообильность комплекса, как перспективного для централизованного водоснабжения, изучалась на многих площадях поисково-разведочных работ. Дебиты скважин изменяются от 2 до 19 л/с (от 173 до 1 643 м³/сут), при понижении от 1 до 20 м, в редких случаях до 40 м. Средние удельные дебиты скважин составляют 0,21–2,15 л/с/м.

Водопроницаемость (km) варьирует от 195 до 1 830 м²/сут, что свидетельствует о неоднородности фильтрационных свойств водоносного комплекса, как по площади, так и в разрезе. Коэффициент проницаемости изменяется от $1,6 \cdot 10^5$ до $2,1 \cdot 10^6$ м²/сут.

По химическому составу подземные воды ВК гидрокарбонатные и хлоридно-гидрокарбонатные различного катионного состава. Подземные воды являются пресными (минерализация изменяется от 0,1 до 0,7 г/л), по значению pH нейтральными (преимущественное значение показателя лежит в интервале 6,28–7,45 ед).

По физическим свойствам: на вкус пресные 0–2,7 баллов, с запахом 0–2,5 баллов, с цветностью до 180°. Общая жесткость изменяется от 0,89 до 2,39 мг-экв/дм³. Подземные воды описываются как от очень мягких до мягких. Содержание общего железа колеблется в пределах от 0,82 до 12,6 мг/дм³.

Азотсодержащие вещества (нитраты и нитриты) в водах комплекса практически отсутствуют, ион аммония количественно изменяется от 1 до 6 мг/дм³. В подземных водах присутствуют следующие микрокомпоненты: марганец — до 5,63 мг/дм³, цинк — до 0,067 мг/дм³, ионная медь — до 0,018 мг/дм³. Скопление нефтепродуктов в рассматриваемой воде достигает до 0,15 мг/дм³, фенолов — до 0,00803 мг/дм³.

Ресурсы водоносного комплекса формируются за счет метеогенных вод, поступающих в комплекс посредством инфильтрации через толщу вышележащих отложений [14]. Разгрузка реализуется в местную эрозийную сеть скрытым перетеканием через вышележащие водоносные горизонты, совпадая с направлением общего потока подземных вод.

На участках водозаборов выполнено по одному опыту.

22.03.2020 в скв. 2 были проведены опытно-фильтрационные работы в виде восстановления уровня подземных вод. До начала опыта фиксировались уровень подземных вод и дебит скважины. Положение динамического уровня в скважине зарегистрировано на отметке 15,54 м. Дебит скважины до ее отключения равнялся 677 м³/сут. Продолжительность опыта составила 1 час 50 минут. Скважина оборудована кондуктором диаметром 426 мм до глубины 11 м; обсадной колонной диаметром 324 мм до глубины 30 м, эксплуатационной колонной диаметром 219 мм до глубины 185 м; фильтровой колонной диаметром 146 мм, которая установлена «впотай» на глубине 156–247 м. Фильтр скважины сетчатый, сетка обмотана на перфорированную часть фильтровой колонны, в интервале глубин 225–240 м. В эксплуатационную колонну на глубину 90 м опущен насос марки ЭЦВ 8-25-100.

24.03.2020 в скв. СР-322 выполнена откачка, продолжительность — 3 часа 30 минут. Дебит возмущения ВГ составил 639 м³/сут, понижение уровня воды в скважине достигло 4,724 м. Положение уровня в скважине до начала опыта зарегистрировано на отметке 18,733 м. Конструкция водозаборной скв. СР-322 следующая: кондуктор диаметром 426 мм до глубины 40 м; эксплуатационная колонна диаметром 245 мм от 0 до глубины 250 м; фильтровая колонна диаметром 168 мм установлена на глубине 230–315 м. Фильтр сетчатый с гравийной обсыпкой, рабочая часть которого оборудована в интервале глубин 275–305 м. Скважина оборудована насосами ЭЦВ 6-16-110, установленными на глубине 80 м.

График временного прослеживания понижения уровня
в координатах S-Ig t в скв. 2

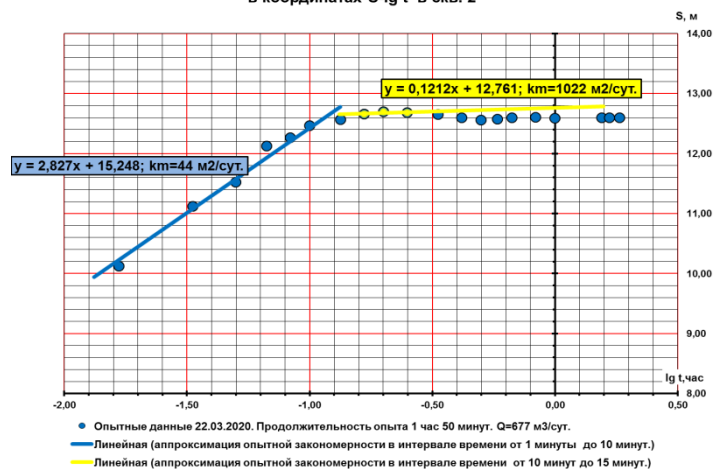


График временного прослеживания понижения уровня
в координатах S-Ig t в скв. СР-322

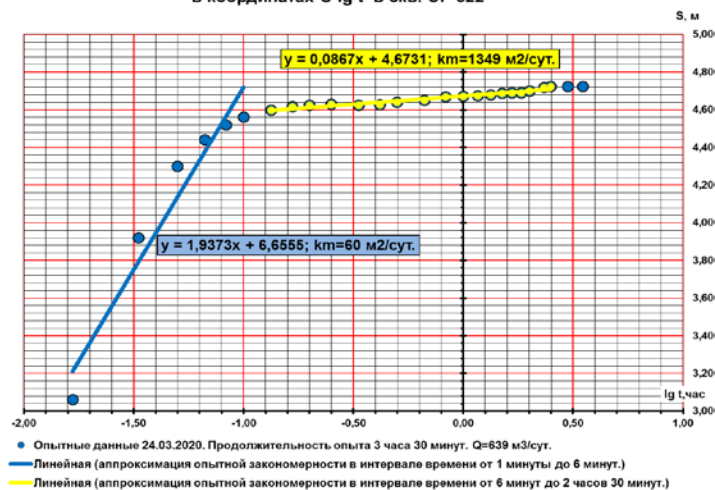


График временного прослеживания понижения уровня
в координатах S-Ig t в скв. А-504

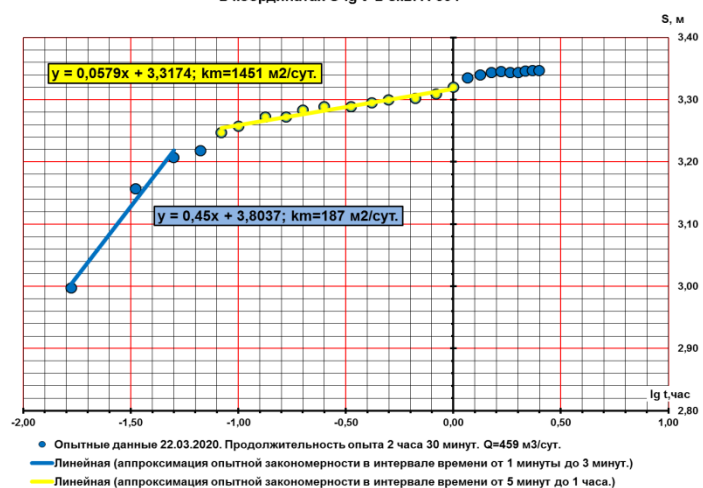


Рис. 2. Графоаналитическая обработка опытных данных

В скв. А-504 22.03.2020 проведена откачка продолжительностью 2 часа 30 минут. Дебит возмущения ВГ составил $459 \text{ м}^3/\text{сут}$, понижение уровня воды в скважине достигло 3,347 м. Положение уровня в скважине до начала опыта зарегистрировано на отметке 1,886 м. Конструкция скв. А-504 включает в себя кондуктор диаметром 426 мм, установленный до глубины 10 м, эксплуатационную колонну диаметром 219 мм — до глубины 165 м, фильтровую колонну диаметром 146 мм, установленную в интервале глубин от 150 до 221 м. Рабочая часть фильтра сетчатого с гравийной обсыпкой оборудована в диапазоне глубин от 209 до 219 м. В эксплуатационную колонну скважины на глубину 70 м опущен насос марки ЭЦВ 8-25-100.

Интерпретация опытных данных откачек ² выполнена способом прямой линией, были построены графики временного прослеживания (индикаторные графики эксперимента) ($S-\lg t$) [15–20]. Графики представлены на рисунке 2.

В соответствии с рисунком 2 на графиках временного прослеживания выделяются два прямолинейных участка: первый в интервале времени от 1 до 10 мин, второй — от 5 мин до 2 ч 30 мин. Опытная закономерность, зафиксированная в первом интервале времени, отражает информацию фильтрационного потока, формирующегося в зоне фильтра скважины, о чем свидетельствуют низкие значения коэффициента водопроводимости ($44\text{--}187 \text{ м}^2/\text{сут}$). Наиболее адекватные значения коэффициента водопроводимости ($1\,022\text{--}1\,451 \text{ м}^2/\text{сут}$) получены при интерпретации опытной закономерности второго участка, данные этого периода откачек содержат в себе информацию, обусловленную фильтрационными и емкостными свойствами в основном опробуемого водоносного горизонта и призабойной зоны скважины. Адекватность значений подчеркивается коррелируемостью их с диапазоном значений коэффициентов, полученных в целом по району исследований.

В таблице представлены результаты опытно-фильтрационных работ, выполненные в виде одиночных кратковременных откачек на рассматриваемых объектах, которые послужили исходным материалом для подсчета запасов пресных подземных вод.

Результаты опытно-фильтрационных работ

Номер скважины	Дата	Статический уровень ($H_{\text{ст.}}$), м	Дебит (Q), л/с	Понижение (S), м	Удельный дебит (q), л/с/м	Водопроводимость (km), $\text{м}^2/\text{сут}$
2	22.03.2020	2,945	7,84	12,595	0,62	1 022
СР-322	24.03.2020	18,733	7,39	4,724	1,56	1 349
А-504	22.03.2020	1,886	5,31	3,347	1,59	1 451

² Руководство по определению коэффициента фильтрации водоносных пород методом опытной откачки: П-717-80 / Гидропроект (Всесоюз. проект.-изыскат. и НИИ «Гидропроект» им. С. Я. Жука). — М.: Энергоиздат, 1981. — 127 с.

Запасы пресных подземных вод были подсчитаны и утверждены по каждому участку в количестве 499 м³/сут по категории В (заключения государственной экспертизы запасов подземных вод № 32, 33, 34 от 04 августа 2020 года Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа — Югры).

Выводы

На малых водных объектах, состоящих из одной — трех скважин с водоотбором меньшим емкостных запасов водоносного горизонта, получить исходный материал для подсчета запасов пресных подземных вод позволяет экспресс-метод в виде кратковременной одиночной откачки.

Для этого необходимо соблюдение следующих условий: когда фильтрационный поток можно описать закономерностями движения подземных вод к скважинам в неограниченном изолированном водоносном пласте; когда продолжительность применения полевых методов исследования ограничена; когда расстояния между водозаборными скважинами недостаточны, в силу сложившейся схемы водозабора, степень фильтрационного возмущения незначительна.

Библиографический список

1. Биндеман, Н. Н. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод : методическое руководство / Н. Н. Биндеман, Л. С. Язвин. — 2-е изд. — Москва : Недра, 1970. — 216 с. — Текст : непосредственный.
2. Основы гидрогеологических расчетов / Ф. М. Бочев, И. В. Гармонов, А. В. Лебедев, В. М. Шестаков. — Москва : Недра, 1965. — 308 с. — Текст : непосредственный.
3. Климентов, П. П. Методика гидрогеологических исследований : учебник. / П. П. Климентов, В. М. Кононов. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Высшая школа, 1989. — 448 с. — Текст : непосредственный.
4. Климентов, П. П. Динамика подземных вод : учебник / П. П. Климентов, В. М. Кононов. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Высшая школа, 1985. — 384 с. — Текст : непосредственный.
5. Шестаков, В. М. Динамика подземных вод : учебник. / В. М. Шестаков. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Изд-во МГУ, 1979. — 368 с. — Текст : непосредственный.
6. Опыт-фильтрационные работы / Под редакцией В. М. Шестакова, Д. Н. Башкатова. — Москва : Недра, 1974. — 202 с. — Текст : непосредственный.
7. Козырев, В. И. Формирование гидравлических потерь на фильтрах скважин при отборе подземных вод / В. И. Козырев // Межв. сборник научных трудов. — Тюмень : ТГУ, 1990. — С. 42–48. — Текст : непосредственный.
8. Особенности гидрогеологических исследований при оценке эксплуатационных запасов пресных подземных вод на участках недр, эксплуатируемых одиночными водозаборами (месторождения нефти Широкого Приобья) / В. И. Козырев, Л. В. Тимушева, И. А. Дружинин, А. В. Серченя. — Текст : непосредственный // Подземные воды Востока России. Материалы Всероссийского совещания по подземным водам востока России (XIX Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока), 22–25 июня 2009 года. — Тюмень : ОАО «Тюменский дом печати», 2009. — С. 238–241.
9. Козырев, В. И. Водоснабжение нефтепромыслов Западной Сибири пресными подземными водами в Среднеобском бассейне / В. И. Козырев. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2008. — № 5. — С. 4–8.
10. Курчиков, А. Р. Изучение геотехногенной системы «водоносный пласт — скважина» с использованием прецизионных наблюдений на водозаборах Тюменской области / А. Р. Курчиков, В. И. Козырев. — DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-8-20. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2020. — № 4. — С. 8–20.

11. Козырев, В. И. Прецизионные наблюдения в опытно-фильтрационных исследованиях / В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Материалы Всесоюзного совещания по подземным водам Востока СССР. – Иркутск – Чита : ВСЕГИНГЕО, ПГО «ЧИТАГЕОЛОГИЯ», 1985. – С. 87–88.
12. Козырев, В. И. Гидрогеологические исследования водозаборных скважин / В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Совершенствование методов изучения и оптимальное освоение подземных флюидных систем : сборник трудов. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1991. – С. 78–80.
13. Методика проведения опытно-фильтрационных работ на участках действующих водозаборов посредством прецизионных гидропрослушиваний / Н. И. Зенков, В. И. Козырев, С. Л. Костылев [и др.]. – Текст : непосредственный // Комплексное освоение минерально-сырьевых ресурсов Западной Сибири : сборник. – Тюмень, 1985. – С. 76–78. – (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 197).
14. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
15. Боровский, Б. В. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек / Б. В. Боровский, Б. Г. Самсонов, Л. С. Язвин. – Москва : Недра, 1973. – 304 с. – Текст : непосредственный.
16. Синдаловский, Л. Н. Справочник аналитических решений для интерпретации опытно-фильтрационных опробований / Л. Н. Синдаловский ; Санкт-Петербургское отделение Ин-та геоэкологии РАН, Санкт-Петербургский гос. ун-т. – Санкт-Петербург : Изд-во Санкт-Петербургского ун-та, 2006. – 767 с. – Текст : непосредственный.
17. МIRONENKO, В. А. Теория и методы интерпретации опытно-фильтрационных работ / В. А. МIRONENKO, В. М. Шестаков. – Москва : Недра, 1978. – 325 с. – Текст : непосредственный.
18. Плотников, Н. И. Поиски и разведка пресных подземных вод / Н. И. Плотников. – Москва : Недра, 1973. – 368 с. – Текст : непосредственный.
19. Плотников, Н. И. Эксплуатационная разведка подземных вод / Н. И. Плотников. – Москва : Недра, 1973. – 296 с. – Текст : непосредственный.
20. МIRONENKO, В. А. Динамика подземных вод : учебник / В. А. МIRONENKO. – Москва : Изд-во Московского гос. горного ун-та, 2001. – 519 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Bindeman, N. N., & Yazvin, L. S. (1970). Otsenka ekspluatatsionnykh zapasov podzemnykh vod. Moscow, Nedra Publ., 216 p. (In Russian).
2. Bochever, F. M., Garmonov, I. V., Lebedev, A. V., & Shestakov, V. M. (1965). Osnovy gidrogeologicheskikh raschetov. Moscow, Nedra Publ., 308 p. (In Russian).
3. Klimentov, P. P., & Kononov, V. M. (1989). Metodika gidrogeologicheskikh issledovaniy. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 448 p. (In Russian).
4. Klimentov, P. P., & Kononov, V. M. (1985). Dinamika podzemnykh vod. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 384 p. (In Russian).
5. Shestakov, V. M. (1979). Dinamika podzemnykh vod. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Moscow State University Publ., 368 p. (In Russian).
6. Shestakov, V. M., & Bashkatov, D. N. (Eds.) (1974). Opytno-fil'tratsionnye raboty. Moscow, Nedra Publ., 202 p. (In Russian).
7. Kozыrev, V. I. (1990). Formirovaniye gidravlicheskikh poter' na fil'trah skvazhin pri otbore podzemnykh vod. Mezhy. sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, Tyumen State University Publ., pp. 42–48. (In Russian).
8. Kozыrev, V. I., Timusheva, L. V., Druzhinin, I. A., & Serchenya, A. V. (2009). Osobennosti gidrogeologicheskikh issledovaniy pri otsenke ekspluatatsionnykh zapasov presnykh podzemnykh vod na uchastkakh nedr, ekspluatiruemykh odinochnymi vodozaborami (mestorozhdeniya nefti Shirotnogo Priob'ya). materialy Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam vostoka Rossii (XIX Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka), June, 22–25, 2009. Tyumen, Tyumenskiy dom pechati OJSC Publ., pp. 238–241. (In Russian).
9. Kozыrev, V. I. (2008). Supply of West Siberia oil fields with underground fresh water in the Middle Ob area. Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas, (5), pp. 4–8. (In Russian).

10. Kurchikov, A. R., & Kozyrev, V. I. (2020). Study of the "aquifer-well" geotechnogenic system using precision observations at the water intakes of Tyumen region. Oil and Gas Studies, (4), pp. 8-20. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-8-20
11. Kozyrev, V. I. (1985). Pretsizionnye nablyudeniya v opytno-fil'tratsionnykh issledovaniyakh. Materialy Vsesoyuznogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka SSSR. Irkutsk - Chita, VSEGINGEO, PGO "CHITAGEOLOGIYA" Publ., pp. 87-88. (In Russian).
12. Kozyrev, V. I. (1991). Gidrogeologicheskie issledovaniya vodozabornykh skvazhin. Sovershenstvovanie metodov izucheniya i optimal'noe osvoenie podzemnykh flyuidnykh sistem: sbornik trudov. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., pp. 78-80. (In Russian).
13. Zenkov, N. I., Kozyrev, V. I., Kostylev, S. L., Reznik, A. D., & Shutov, M. S. (1985). Metodika provedeniya opytno-fil'tratsionnykh rabot na uchastkakh deystvuyushchikh vodozaborov posredstvom pretsizionnykh gidroproslushivaniy. Kompleksnoe osvoenie mineral'no-syr'evykh resursov Zapadnoy Sibiri. Trudy ZapSibNIGNI, Vyp. 197. Tyumen, pp. 76-78. (In Russian).
14. Matusevich, V. M., Rylkov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geofluid systems and oil and gas problems of the West Siberian megabasin. Tyumen, Tyumtn State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
15. Borevskiy, B. V., Samsonov, B. G. & Yazvin, L. S. (1973). Metodika opredeleniya parametrov vodonosnykh gorizontov po dannym otkachek. Moscow, Nedra Publ., 304 p. (In Russian).
16. Sindalovskiy, L. N. (2006). Spravochnik analiticheskikh resheniy dlya interpretatsii opytno-fil'tratsionnykh oprobovaniy. St. Petersburg, St. Petersburg State University Publ., 796 p. (In Russian).
17. Mironenko, V. A., & Shestakov, V. M. (1978). Teoriya i metody interpretatsii opytno-fil'tratsionnykh rabot. Moscow, Nedra Publ., 325 p. (In Russian).
18. Plotnikov, N. I. (1973). Poiski i razvedka presnykh podzemnykh vod. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
19. Plotnikov, N. I. (1973). Ekspluatatsionnaya razvedka podzemnykh vod. Moscow, Nedra Publ., 296 p. (In Russian).
20. Mironenko, V. A. (2001). Dinamika podzemnykh vod. Moscow, Moscow State University Publ., 519 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Козырев Владимир Иванович, зав. лабораторией, Тюменский индустриальный университет, научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, e-mail: kozyrev-v@mail.ru

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

Information about the authors

Vladimir I. Kozirev, Head of Laboratory, Industrial University of Tyumen, Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, e-mail: kozyrev-v@mail.ru

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

**Факторы, определяющие слабую сцементированность пород
сеноманского возраста большехетской зоны месторождений**

Н. Ю. Москаленко

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия
e-mail: MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com

Аннотация. Важность и актуальность темы публикации обусловлена значимостью объекта исследований. В пределах сеноманского комплекса выявлены десятки уникальных и гигантских месторождений газа и нефти: Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Вынгапуровское, Мессояхское, Находкинское, Русское и др. Главной особенностью пород сеномана является их слабая цементация, что создает значительные трудности в отборе и изучении керна, который является прямым и наиболее информативным источником данных о составе и свойствах горных пород, слагающих геологический разрез.

Выявление факторов, определяющих слабую цементацию пород-коллекторов позволит установить порядок при отборе и лабораторных исследованиях образцов керна, а следовательно, получить достоверные данные о пласте и оценках запасов углеводородов как открытых и эксплуатируемых месторождений, так и вновь открываемых, вводимых в разработку месторождений на территории Гыданского полуострова и Большехетской зоны месторождений (объект исследования). Важно это и для одного из перспективных направлений — разведки и освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа в акваториях арктических морей России.

В результате проведенного анализа установлено, что формирование пород пластов ПК₁₋₃ сеноманского возраста Большехетской зоны месторождений происходило в условиях нормального уплотнения терригенных осадочных пород, характерных для большей части Западно-Сибирского нефтегазового мегабассейна. Слабая цементация пород-коллекторов обусловлена относительно низкими термобарическими условиями их залегания, а также не высоким содержанием в них глинистого и практически отсутствием карбонатного цемента. Литолого-петрофизическая характеристика их близка к аналогичным отложениям сеномана северных месторождений Западной Сибири и может быть применена для малоизученных районов.

Ключевые слова: слабая цементация; сеноман; глубина залегания; глинистость; слабосцементированные породы

**Determining factors of the unconsolidated rocks of Cenomanian reservoir
on the Bolshekhetskaya depression**

Natalia Yu. Moskalenko

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
e-mail: MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com

Abstract. The relevance of the article is associated with the importance of the object of the research. Dozens of unique and giant oil and gas fields, such as Urengoyskoye, Medvezhye, Yamburgskoye, Vyngapurovskoye, Messoyakhskoye, Na-

khodkinskoye, Russkoye, have been identified within the Cenomanian complex. The main feature of Cenomanian rocks is their slow rock cementation. This leads to significant difficulties in core sampling and the following studies of it; that is the direct and most informative source of data on the composition and properties of rocks that create a geological section.

The identification of the factors, which determine the slow rock cementation of reservoir rocks, allows establishing a certain order in sampling and laboratory core studies. Consequently, reliable data on the reservoir and estimation of hydrocarbon reserves both of discovered and exploited fields and newly discovered fields that are being developed on the territory of the Gydan peninsula and the Bolshekhetskaya depression will be obtained. This study is also important for the exploration and development of hydrocarbon resources of the continental shelf in the waters of the Arctic seas of Russia as one of the most promising areas.

As a result of the analysis, it was found that the formation of rocks of the PK₁₋₃ Cenomanian age of the Bolshekhetskaya depression happened under conditions of normal compaction of terrigenous sedimentary rocks that are located in the West Siberian basin. Slow rock cementation of reservoir rocks is associated with relatively low thermobaric conditions of their occurrence, as well as the low content of clay and absence of carbonate cements. Their lithological and petrophysical characteristics are close to the analogous Cenomanian deposits of the northern fields of Western Siberia and can be applied to other unconsolidated rocks studied areas.

Key words: slow rock cementation; Cenomanian stage; depth of occurrence; clay content; unconsolidated rocks

Введение

Комплекс терригенных осадочных отложений сеноманского возраста содержит в себе уникальные по объему залежи газа и нефти, которые располагаются ниже туронских залежей на абсолютной глубине в среднем 850–900 м. В Западной Сибири в пределах этого комплекса выявлены десятки газовых и нефтяных месторождений, среди них такие уникальные и гигантские, как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Юбилейное, Вынгапуровское, Тазовское, Заполярное, Мессояхское, Пяяхинское, Находкинское, Русское, Бованенковское, Харасавэйское и др.

Породы сеномана обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), но при этом существуют трудности в изучении и освоении залежей, связанные со слабой цементацией пород-коллекторов.

Целью данной статьи является установление факторов, определяющих слабую сцементированность пород сеноманского возраста, в частности пород на территории Большехетской зоны месторождений, которая приурочена к Тазовскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Задача — изучение особенностей литолого-петрофизических и геологических условий формирования данных отложений и сравнение их с типовыми разрезами Западной Сибири, установленными рядом исследователей, например, В. Х. Ахияровым и Ф. З. Хафизовым и др. [1, 2].

Объект и методы исследования

Объектом исследования является продуктивный пласт ПК₁₋₃, который залегает в верхней части сеноманского яруса покурской свиты, в диапазоне абсолютных глубин порядка 820 м, и представлен песчаниками мелкозернистыми алевритовыми, вверх по разрезу зернистость уменьшается, глини-

стость увеличивается, преобладают песчаные алевролиты с прослоями глинистых алевролитов. Средняя и верхняя продуктивные части пласта характеризуются сложным переслаиванием глинистых алевролитов, песчаных алевролитов, песчаников мелкозернистых алевроитовых, преимущественно слабосцементированных. В песчано-алевритовых породах присутствует растительный детрит. Толщина верхней части покурской свиты порядка 250–300 м, при общей толщине свиты 1 000 м.

В работе для комплекса слабосцементированных пород ряда месторождений Западной Сибири и Большехетской зоны выполнен анализ результатов литолого-петрофизических исследований кернового материала и построены зависимости типа «кern — ГИС» с глубиной.

Результаты

Коллекторами нефти и газа в породах сеноманского возраста являются песчаники мелкозернистые алевроитовые и алевролиты мелко- и крупнозернистые песчаные. Так как породы неоднородны, наблюдается большой диапазон изменения гранулометрического состава (рис. 1а). Основная глинистая составляющая: каолинит (53–92 %) и гидрослюда (30–45 %). Распределение глинистых минералов в составе цемента пород-коллекторов представлено на рисунке 1б.

В слабосцементированных породах-коллекторах содержание глинистого материала ($K_{гл}$) не превышает 5–8 %. Распределение глинистых минералов цемента по разрезу пласта ПК₁₋₃ в песчано-алевритовых породах приведено на рисунке 2.

Цемент песчано-алевритовых пород-коллекторов глинистый, реже карбонатный. Тип цемента поровый, пленочно-поровый, в алевроитовых разностях встречается базальный. Среди карбонатов преимущественно сидерит (3,5–18,7 %) и кальцит (11–40 %). В некоторых частях разреза пласта ПК₁₋₃, в песчано-алевритовых породах отмечается значительное содержание монтмориллонита (22–36 %) в составе глинистого цемента.

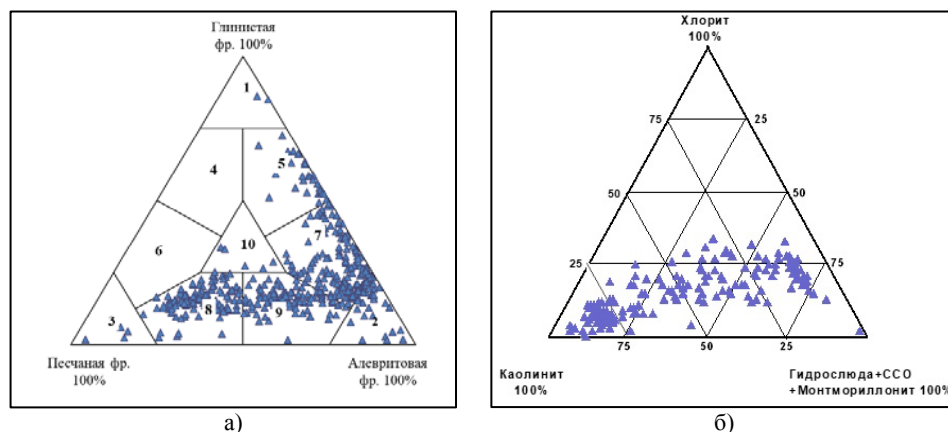


Рис. 1. Состав пород пласта ПК₁₋₃: а) гранулометрический состав по классификации Ф. Шепарда: 1 — аргиллит, 2 — алевролит, 3 — песчаник, 4 — песчанистый аргиллит, 5 — алевроитовый аргиллит, 6 — глинистый песчаник, 7 — глинистый алевролит, 8 — алевроитовый песчаник, 9 — песчанистый алевролит, 10 — песчано-алевритовый аргиллит; б) распределение глинистых минералов цемента по данным рентгеноструктурного анализа

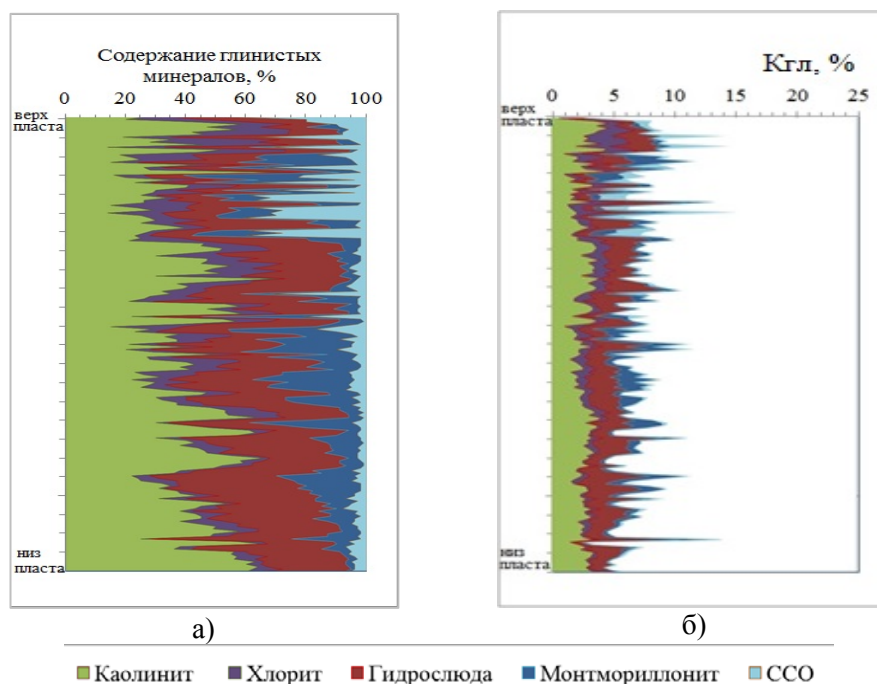


Рис. 2. Минеральный состав песчано-алевритовых пород пласта ПК₁₋₃:
 а) относительное содержание глинистых минералов (в %) во фракции < 0,01 мм;
 б) распределение объемной глинистости и ее минеральных составляющих по разрезу пласта

По минеральному составу в обломочной части коллекторов содержатся кварц — 35÷65 %, полевой шпат — 25÷55 %, обломки пород — 10÷25 % и слюдястые минералы — 0,5÷5 %. Основной размер обломков находится в диапазоне значений 50–110 мкм. По своей форме зерна скелета угловатые и полуугловатые, реже с небольшой степенью окатанности.

Представляет интерес рассмотреть обоснование плотности упаковки горных пород через расчет отношения числа контактов зерен к общему их количеству, пересеченных единой условной линией (способ О. А. Черникова) [3, 4]. В рассматриваемых пластах ПК₁₋₃ плотность упаковки меньше единицы, что говорит об очень слабой степени упаковки «скелета» пород и приводит к их слабой цементации.

Отличительной особенностью является отсутствие инкорпорации зерен, а также процессов регенерации кварца и полевых шпатов.

ФЕС пород пласта ПК₁₋₃, измеренные на керне, изменяются в широком диапазоне: коэффициент открытой пористости (K_n) от 0,2 до 40,2 %, со средним значением для коллекторов — 30,2 %; коэффициент абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$) изменяется от 0,001 до $4\,694,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, со среднегеометрическим значением для коллекторов — $681,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. На рисунке 3 представлено распределение открытой пористости пород, в том числе с делением по литотипам.

Таким образом, несмотря на значительное количество литотипов в породе, а также в ряде случаев слабую окатанность скелетных зерен, подтвержденную фотографиями шлифов, ФЕС пластов ПК₁₋₃ достаточно высоки. Поэтому, на наш взгляд, необходимо проанализировать наличие свя-

зи между ФЕС и данными гранулометрического состава, а также степенью сцементированности пород.

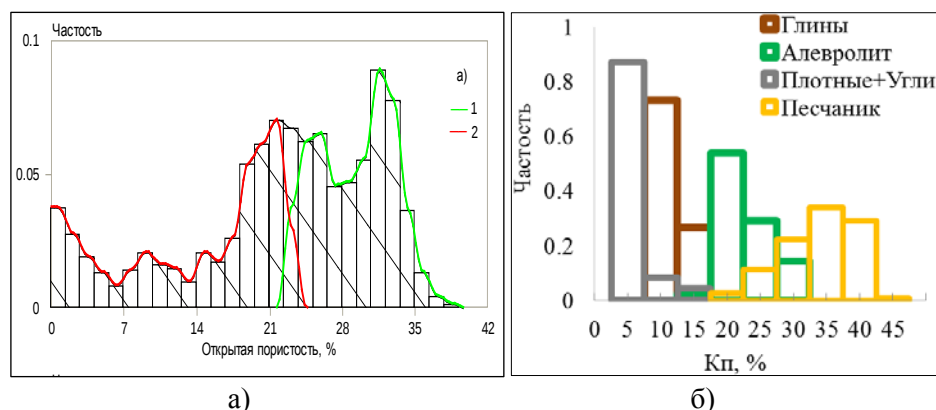


Рис. 3. Распределение открытой пористости пластов ПК₁₋₃:
а) 1 — в коллекторах, 2 — в неколлекторах; б) с делением по литотипам

Так как данных по плотности упаковки, рассчитанной способом О. А. Черникова, недостаточно, определим характеристику степени сцементированности пород согласно методическим рекомендациям по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами [5].

Степень сцементированности пород связана со степенью сортировки песчано-алевритового материала. Степень сортировки песков, обозначенная как S_0 , в данной работе рассчитывается по формуле

$$S_0 = \frac{Q_3}{Q_1}, \quad (1)$$

где Q_1 — первый квартиль, Q_3 — третий квартиль, то есть размеры фракций, соответствующих 25 %-му и 75 %-му содержанию их в анализируемой навеске. Квартили находятся по кумулятивной кривой гранулометрического состава, как абсциссы точек пересечения кривой с ординатами, соответствующими 25 и 75 %.

Классификация песков по степени сортировки следующая:

- при $S_0 = 1,0 \div 2,5$ хорошо отсортированы;
- при $S_0 = 2,5 \div 4,5$ средне отсортированы;
- при $S_0 > 4,5$ плохо отсортированы.

При совместном анализе ФЕС и степени сортировки установлено, что с ростом пористости пород более 28–30 % коэффициент сортировки пород уменьшается до 1,4–1,6; степень отсортированности пород возрастает и, соответственно, уменьшается степень их цементации [6]. При снижении пористости менее 28 % растет доля алевритовой компоненты, при этом степень цементации пород возрастает.

Анализ данных гранулометрического состава показал, что наблюдается закономерное уменьшение содержания пелитовой фракции с ростом псам-

митовой фракции и увеличением пористости. Последнее приводит к изменению соотношения глинистых минералов в составе цемента, а именно к росту доли каолинита и снижению доли гидрослюда и монтмориллонита.

Для целей моделирования объектов слабосцементированные породы можно представить в виде среды, состоящей из слабо связанных, упруго-деформируемых неразрушающихся зерен выпуклой формы [7, 8]. В Западной Сибири условия формирования для отложений сеномана можно считать почти идеальными, так как скорость погружения близка к монотонной, а горизонтальные напряжения отсутствуют.

При описанном механизме уплотнения деформируемость слабосцементированных пород определяется в основном следующими параметрами:

- площадью поверхности зерен;
- числом контактов в единице объема.

Скорость изменения пористости прямо пропорциональна указанным параметрам и обратно пропорциональна коэффициенту трения.

Важно понимать, что величины площади контактов зерен и коэффициента трения между ними непосредственно не измеряются, а гранулометрические характеристики, используемые для опосредованной оценки, могут дать только приблизительную характеристику, так как не учитывают форму и состояние поверхности зерен скелета.

Таким образом, приведенная характеристика рассматриваемых пород с точки зрения петрофизических и литологических свойств позволяет выделить основные факторы, определяющие слабую цементацию коллекторов пластов ПК₁₋₃.

Существуют многочисленные публикации об изменении ФЕС пород с глубиной, при этом вопрос об отличии законов уплотнения для сцементированных и несцементированных песчаников освещается неоднозначно [9, 10].

Различные законы уплотнения пород с глубиной характеризуется одной общей чертой. До глубин 1 000–1 500 м уплотнение происходит за счет механической перегруппировки части для горных пород без цемента или с его небольшим содержанием [11]. Деформации пород пропорциональны прикладываемым напряжениям и обратимы, а значит, происходят в соответствии с законом Гука [12, 13]. А в породах с большим количеством цемента этот процесс продолжается до 2 000–2 500 м. Ниже указанных глубин механизм уплотнения пород изменяется, так как начинаются процессы разрушения, растворения и срастания зерен [14, 15].

Рассмотрим обобщенные сопоставления ФЕС осадочных пород с глубиной их залегания, с учетом законов уплотнения для типовых разрезов Западной Сибири [16–18].

На рисунке 4 а представлены данные по керну поисково-разведочных скважин по месторождениям ЯНАО, ХМАО и юга Тюменской области [19].

В сопоставление вошел широкий спектр нефтегазоносных районов: Мессовский, Большехетский, Надымский, Уренгойский и Тазовский, а также ряд месторождений и площадей: Самотлорское и Урненское месторождения и Западно-Ишимская площадь. Месторождения разных районов имеют различные характеристики по составу цемента и его количеству, а также по насыщению коллекторов и находятся в одинаковом диапазоне изменения ФЕС с глубиной.

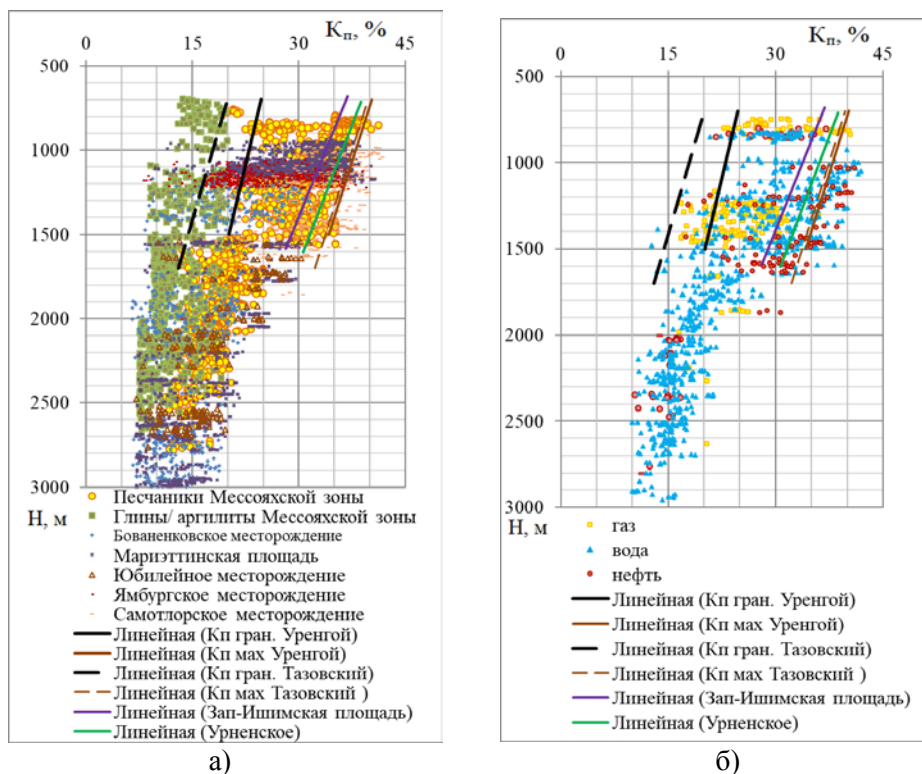


Рис. 4. Сопоставление коэффициента открытой пористости пород с глубиной залегания по данным керна скважин для месторождений ЯНАО, ХМАО и Тюменской области: а) песчано-алевритовых пород и глин-аргиллитов месторождений Мессояхской зоны; б) песчано-алевритовых пород из интервалов газо-, нефте- или водонасыщенных пластов

Сопоставлялись данные по открытой пористости, измеренной на образцах керна, с глубиной залегания пород-коллекторов, с учетом характера насыщенности последних. Сопоставление получено с делением объектов по насыщению на газо-, нефте- или водонасыщенные пласты (рис. 4 б), с учетом законтурных скважин. На него же перенесены кривые нормального уплотнения для рассматриваемых районов [16, 19] для отложений сеномана.

Из рисунка 4 видно, что влияние характера насыщенности на закономерности уплотнения пород отсутствует.

Обсуждение

Анализ приведенных данных однозначно свидетельствует об отсутствии аномалий пористости, обусловленных характером насыщенности коллекторов. Следовательно, основным фактором, определяющим ФЕС пород пластов ПК₁₋₃, остается их уплотнение под действием эффективного давления [20] по закону нормального уплотнения осадков, который, в свою очередь, определяется наличием и количеством глинистого цемента.

Наличие показанных выше особенностей уплотнения слабосцементированных пород, по данным керновых исследований, подтверждается данными геофизических исследований скважин (ГИС) (рис. 5).

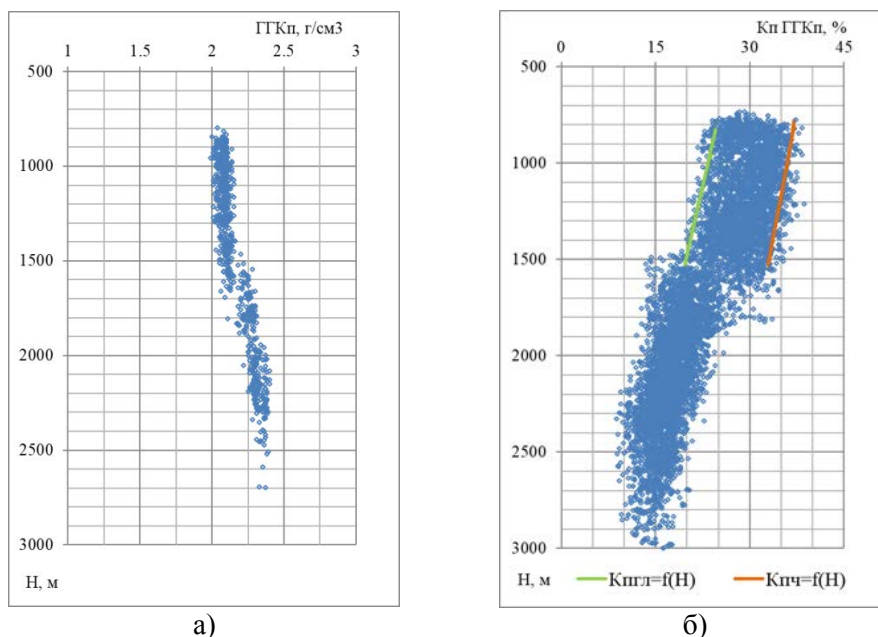


Рис. 5. **Сопоставление** плотности песчано-алевритовых пластов (а) и открытой пористости по ГИС (б) с глубиной залегания пластов (по материалам поисково-разведочных скважин месторождений Большехетской зоны)

На вышерасположенном рисунке приведен характер изменения плотности пород по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГКп) с глубиной (см. рис. 5 а), а также емкостной характеристикой по ГИС, рассчитанной по известной зависимости плотности водонасыщенных образцов от пористости (см. рис. 5 б).

Так же как и на предыдущих сопоставлениях с керновыми данными, до глубины порядка 1 500 м происходит необратимое изменение пористости осадков, определяемое гравитационным уплотнением. При этом неупругие деформации (разрушения) зерен скелетной составляющей пород не проявляются.

Для исследования области деформации были проведены специальные исследования изменения состояния образца до и после воздействия на него всестороннего давления (соответствующего глубинам залегания объекта изучения). Контроль состояния образца проводился с помощью метода микротомографии. Пористость образца песчаника составила 35,0 %, коэффициент проницаемости — $2\,000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Образец был помещен в термоусадочную пленку, на поверхности которой была нанесена разметка для ориентации образца в процессе микротомографической съемки.

Было обеспечено воздействие на образец 5-ступенчатой нагрузкой, которая достигала пластового давления в 10,9 МПа. Совмещение результатов исследования до и после воздействия (нагрузки) позволяет установить отсутствие в нем внутренних дефектов и, соответственно, подтвердить упругий характер деформации породы (рис. 6). Фильтрационно-емкостные характеристики образца после сжатия почти не изменились и составили: $K_{п} = 34 \%$ и $K_{пр} = 1\,910 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

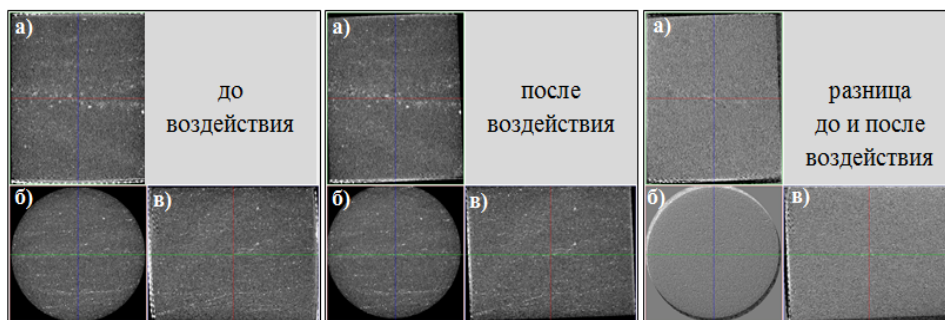


Рис. 6. Проекция изображения среза на керне методом рентгеновской микротомографии с разрешением 27 мкм: а) вдоль оси образца под условным углом 0 °С; б) перпендикулярно оси образца; в) под условным углом 90 °С к проекции (а)

Таким образом, проведенный эксперимент позволил подтвердить предположение о том, что в пределах эффективных давлений, наблюдаемых в пластах ПК₁₋₃, неупругие деформации не проявляются.

Сам закон, описывающий уплотнение терригенных осадочных пород изучаемого района, можно выразить через зависимость их пористости от глубины залегания породы.

Было подобрано обобщенное уравнение аппроксимации кривых нормального уплотнения глин и песчаников для изучаемых районов и месторождений.

Нормальное уплотнение песчаников

$$K_{пч} = a \cdot H^2 - b \cdot H + c + 1,4, \quad (2)$$

Нормальное уплотнение глин

$$K_{ггл} = a - b \cdot \ln H - 1,8, \quad (3)$$

где a , b и c — эмпирические постоянные для нефтегазоносных районов; $K_{ггл}$ и $K_{пч}$ — значения коэффициентов пористости чистых глин и песчаников на глубине залегания (H), м.

Для изучаемого региона получены коэффициенты уравнения уплотнения песчаных и глинистых пород до глубины 1 500 м. Коэффициенты a , b и c для чистых песчаников Большехетской зоны месторождений составляют: $a = -0,2125$, $b = -6,1533$ и $c = 41,136$; для глин: $a = 10$, $b = 26$.

Выводы

На основе приведенного анализа фактических данных по месторождениям Западной Сибири, включая Большехетскую зону, установлено, что формирование слабосцементированных пород-коллекторов пластов ПК₁₋₃ определяется начальной стадией диагенеза осадков, законом нормального уплотнения пород под действием эффективных давлений, соответствующих глубинам залегания пород, малым содержанием глинистого и практическим отсутствием карбонатного материала в составе цемента.

Подтверждена идентичность литологии, минерального состава и ФЕС коллекторов сеноманских залежей рассматриваемого района с аналогичными отложениями северных месторождений Западной Сибири. Соответственно, результаты работы могут быть востребованы при изучении и освоении сеноманских залежей газа севера Западной Сибири и применимы для малоизученных районов.

Впервые для изучаемого региона, Большехетской зоны месторождений, обоснованы константы уравнений уплотнения песчаных и глинистых пород, а также доказано, что изменение скелета сформировавшихся горных пород определяется упругими (обратимыми) деформациями.

Автор выражает благодарность Мамяшеву Венеру Галиулловичу за консультационную поддержку, критическую оценку при подготовке статьи, а также Нежданову Алексею Алексеевичу за направление и уточнение геологических задач по объекту исследования.

Библиографический список

1. Ахияров, В. Х. Закономерности изменения физических параметров пород-коллекторов по разрезу Западной Сибири / В. Х. Ахияров. – Текст : непосредственный // Геологическо-промышленные методы изучения полимиктовых коллекторов Западной Сибири : сборник статей / Министерство геологии РСФСР, Главное Тюменское производственное геологическое управление, Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт ; под редакцией В. К. Федорцова – Тюмень, 1980. – С. 3–22. – (Труды ЗапСибНИГНИ, Вып. 151).
2. Хафизов, Ф. З. Нефть и газ Тюмени : сборник / Ф. З. Хафизов ; науч. ред. А. Э. Конторович ; Российская академия естественных наук. Тюменское отделение. – Тюмень : Зауралье, 2012. – 524 с. – Текст : непосредственный.
3. Черников, О. А. Литологические исследования в нефтепромышленной геологии / О. А. Черников. – Москва : Недра, 1981. – 237 с. – Текст : непосредственный.
4. Копелиович, А. В. О структурах растворения в некоторых осадочных и эффузивно-осадочных породах / А. В. Копелиович. – Текст : непосредственный // Известия АН СССР. Серия: геология. – 1960. – № 4. – С. 48–57.
5. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами / Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (ВНИГНИ) ; сост. В. И. Горян [и др.]. – Москва : ВНИГНИ, 1978. – 395 с. – Текст : непосредственный.
6. Wyllie, M. R. J. Formation Factors of Unconsolidated Porous Media : Influence of Particle Shape and Effect of Cementation / M. R. J. Wyllie, A. R. Gregory. – DOI 10.2118/223-g. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1953. – Vol. 5, Issue 04. – P. 103–110.
7. Орнатский, Н. В. Механика грунтов : учебник / Н. В. Орнатский. – Москва : Изд-во МГУ, 1962. – 447 с. – Текст : непосредственный.
8. Руппенейт, К. В. Введение в механику горных пород / К. В. Руппенейт, Ю. М. Либман. – Москва : Госгортехиздат, 1960. – 356 с. – Текст : непосредственный.
9. Добрынин, В. М. Изменение максимальной первичной пористости песчаников на больших глубинах / В. М. Добрынин. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1968. – № 9. – С. 44–49.
10. Желтов, Ю. П. Деформация горных пород / Ю. П. Желтов. – Москва : Недра, 1966. – 524 с. – Текст : непосредственный.
11. Прошляков, Б. К. Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород / Б. К. Прошляков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1960. – № 12. – С. 24–29.

12. Кац, А. М. Теория упругости : учебник / А. М. Кац. – Москва : Гостехиздат, 1956. – 207 с. – Текст : непосредственный.
13. Саусвелл, Р. В. Введение в теорию упругости : для инженеров и физиков / Р. В. Саусвелл ; пер. со 2-го англ. изд. И. Е. Сахарова. – Москва : Гос. изд-во иностранной литературы, 1948. – 676 с. – Перевод изд.: An introduction to the theory of elasticity. For engineers and physicists / R. V. Southwell. 2nd edition. 1941. – Текст : непосредственный.
14. Montmayeur, H. Prediction of Static Elastic/Mechanical Properties of Consolidated and Unconsolidated Sands From Acoustic Measurements : Correlations / H. Montmayeur, R. M. Graves. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 1986. – URL: <https://doi.org/10.2118/15644-MS>. – Published: October, 05, 1986.
15. Sawabini, C. T. Compressibility of Unconsolidated, Arkosic Oil Sands / C. T. Sawabini, G. V. Chilingar, D. R. Allen. – DOI 10.2118/4058-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers. – 1974. – Vol. 14, Issue 02. – P. 132–138.
16. Ирбэ, Н. А. Сводные геолого-геофизические разрезы нефтегазоносных областей Западно-Сибирской низменности и их особенности / Н. А. Ирбэ. – Текст : непосредственный // Геофизические исследования Западной Сибири. – Тюмень, 1972. – С. 3–176. – (Труды ЗапСибНИГНИ, Вып. 54).
17. Физические свойства осадочного покрова территории СССР / М-во геологии СССР. Всесоюз. науч.-исслед. ин-т геофиз. методов разведки «ВНИИГеофизика» ; под ред. М. Л. Озерской, Н. В. Подобы. – Москва : Недра, 1967. – 772 с. – Текст : непосредственный.
18. Стетюха, Е. И. Уравнение корреляционных связей между физическими свойствами горных пород и глубиной их залегания / Е. И. Стетюха. – Москва : Недра, 1964. – 134 с. – Текст : непосредственный.
19. Мамяшев, В. Г. Особенности петрофизической характеристики пород-коллекторов Западной Сибири / В. Г. Мамяшев. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 1998. – № 49. – С. 18–35.
20. Мухин, Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков (применительно к вопросам геологии нефти и газа, гидрогеологии и инж. геологии) / Ю. В. Мухин / Гос. производ. ком. по газовой пром-сти СССР. Всесоюз. науч.-исслед. ин-т природных газов «ВНИИГаз». – Москва : Недра, 1965. – 200 с.

References

1. Akhiyarov, V. Kh. (1980). Zakonomernosti izmeneniya fizicheskikh parametrov porod-kollektorov po razrezu Zapadnoy Sibiri. Geologopromyslovye metody izucheniya polimiktovykh kollektorov Zapadnoy Sibiri: sbornik statey. Tyumen, pp. 3-22. (In Russian).
2. Khafizov, F. Z. (2012). Oil and gas of Tyumen region. – Tyumen, Zaural'e Publ., 524 p. (In Russian).
3. Chernikov, O. A. (1981). Litologicheskie issledovaniya v neftepromyslovoy geologii. Moscow, Nedra Publ., 237 p. (In Russian).
4. Kopeliovich, A. V. (1960). O strukturakh rastvoreniya v nekotorykh osadochnykh i effuzivno-osadochnykh porodakh. Izvestiya AN SSSR. Seriya: geologiya, (4), pp. 48-57. (In Russian).
5. Goryan, V. I. (Ed.) (1978). Metodicheskie rekomendatsii po issledovaniyu porod-kollektorov nefti i gaza fizicheskimi i petrograficheskimi metodami. Moscow, VNIGNI Publ., 395 p. (In Russian).
6. Wyllie, M. R. J., & Gregory, A. R. (1953). Formation Factors of Unconsolidated Porous Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation. Journal of Petroleum Technology, 5(04), pp. 103-110. (In Russian).
7. Ornatskiy, N. V. (1962). Mekhanika gruntov. Moscow, Moscow State University Publ., 447 p. (In Russian).
8. Ruppeneyt, K. V., & Liberman, Yu. M. (1960). Vvedenie v mekhaniku gornykh porod. Moscow, Gosgortekhzdat Publ., 1960, 356 p. (In Russian).
9. Dobrynin, V. M. (1968). Izmenenie maksimal'noy pervichnoy poristosti peschanikov na bol'shikh glubinakh. Oil and gas geology, (9), pp. 44-49. (In Russian).

10. Zheltov, Yu. P. (1966). Deformatsiya gornykh porod. Moscow, Nedra Publ., 524 p. (In Russian).
11. Proshlyakov, B. K. (1960). Zavisimost' kollektorskikh svoystv ot glubiny zaleganiya i litologicheskogo sostava porod. Oil and gas geology, (12), pp. 24-29. (In Russian).
12. Kats, A. M. (1956). Teoriya uprugosti. Moscow, Gostehizdat Publ., 207 p. (In Russian).
13. Southwell, R. V. (1941). An introduction to the theory of elasticity. For engineers and physicists. 2nd edition. Oxford University Press. (In English).
14. Montmayeur, H., & Graves, R. M. (1986). Prediction of Static Elastic/Mechanical Properties of Consolidated and Unconsolidated Sands From Acoustic Measurements: Correlations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. 1986. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/15644-MS>
15. Sawabini, C. T., Chilingar, G. V., & Allen, D. R. (1974). Compressibility of Unconsolidated, Arkosic Oil Sands. Society of Petroleum Engineers, 14(02), pp. 132-138. (In English). DOI 10.2118/4058-PA
16. Irbe, N. A. (1972). Svodnye geologo-geofizicheskie razrezy neftegazonosnykh oblastey Zapadno-Sibirskoy nizmennosti i ikh osobennosti. Geofizicheskie issledovaniya Zapadnoy Sibiri. Tyumen, pp. 3-176. (In Russian).
17. Ozerskaya, M. L., & Podoba, N. V. (1967). Fizicheskie svoystva osadochnogo pokrova territorii SSSR. Moscow, Nedra Publ., 300 p. (In Russian).
18. Stetyukha, E. I. (1964). Uravnenie korrelyatsionnykh svyazey mezhdru fizicheskimi svoystvami gornykh porod i glubinoy ikh zaleganiya. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
19. Mamyashev, V. G. (1998). Osobennosti petrofizicheskoy kharakteristiki porod-kollektorov Zapadnoy Sibiri. Karotazhnik, (49), pp. 18-35. (In Russian).
20. Mukhin, Yu. V. (1965). Protsessy uplotneniya glinistyykh osadkov (primenitel'no k voprosam geologii nefti i gaza, gidrogeologii i inzh. geologii). Moscow, Nedra Publ., 200 p. (In Russian).

Сведения об авторе

Москаленко Наталья Юрьевна,
начальник Управления исследования скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail:
MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com

Information about the author

Natalia Yu. Moskalenko, Head of the
Department of Well Survey, KogalymNIPIneft
Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen,
e-mail: MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

25.00.15 Технология бурения и освоения скважин (технические науки)

DOI : 10.31660/0445-0108-2021-6-69-75

УДК 622.279

Концепция оценки эффективности технологий освоения низконапорного газа

Ю. В. Ваганов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы освоения низконапорного газа апт-сеноманского газоносного комплекса, расположенного на территории Западной Сибири. В результате проведенных научных исследований предложен алгоритм обоснования технологии освоения газовых скважин, учитывающий вероятности возникновения и развития негативного сценария, оказывающего влияние на достижение проектного дебита скважины. Вероятность возникновения которого значительно мала по сравнению с другими, однако последствия рассматриваемых аварий оказывают наибольшее негативное влияние на освоение скважины с точки зрения достижения потенциальной продуктивности скважины. Автор предлагает проводить оценку эффективности планируемых работ по двум показателям, позволяющим определять степень риска по незавершенности мероприятия при планируемой технологической операции и оценивать качество выполнения запланированной технологии в целом.

Ключевые слова: газовая скважина; сеноманская залежь; низконапорный газ

The concept of evaluating the effectiveness of technologies for the development of low-pressure gas

Yuriy V. Vaganov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Abstract. As the title implies, the article consider issues of low-pressure gas development of the Aptian-Cenomanian gas-bearing complex, which is located in Western Siberia. An algorithm for substantiating the well completion technology has been proposed as a result of the conducted scientific research. The algorithm takes into account the likelihood of occurrence and development of complications that affect the achievement of the expected flow rate. The likelihood of these complications is significantly low compared to other scenarios; however, the consequences of the accidents under consideration have the greatest negative impact on well completion in terms of achieving the potential productivity of the well. The

author proposes to assess the effectiveness of the planned work on two indicators, which will allow us to determine the degree of risk of incompleteness of the event in the planned technological operation and to assess the quality of implementation of the planned technology.

Key words: gas well; Cenomanian deposit; low-pressure gas

Введение

Увеличение потребности в природном газе, а также соответствующая ценовая политика будут иметь в ближайшие десятилетия определяющее влияние на экономику как России, так и мира в целом, что меняет отношение к проблеме низконапорного природного газа. Основной объем природного газа (порядка 80 %) приходится на апт-сеноманский газоносный комплекс, расположенный на территории Западной Сибири, где уже извлечено в среднем по всему комплексу более 75 % от начальных запасов газа, что способствует рассмотрению вопроса по извлечению низконапорного природного газа из уже освоенных месторождений [1]. По разным источникам в долгосрочной перспективе объемы доизвлечения низконапорного газа на освоенных месторождениях с падающей добычей, а также на месторождениях, которые готовятся к освоению, суммарно могут постоянно находиться на уровне не менее 4–5 трлн м³ [2].

В соответствии с классификацией [3] низконапорный газ относится и к потенциально извлекаемому, и к трудноизвлекаемому, и к остаточному, по геолого-технологическим и экономическим критериям, а добываемый газ — к низконапорному, по энергетическим и экономическим показателям. Для сеноманских газовых залежей переход к низконапорному газу наступает при 80–82 % отбора от начальных запасов газа, что уже достигнуто по ряду месторождений апт-сеноманского газоносного комплекса на территории Западной Сибири [4]. Это требует значительных дополнительных затрат на создание и внедрение новых технологий в области его добычи и использования. Кроме того, на первоначальном этапе научных исследований риски по внедрению и вводу новой техники и технологии в производство классифицируются как опытные либо экспериментальные [5]. Соответственно, существующие технологии освоения газовых скважин для добычи низконапорного газа требуют проведения исследований по их адаптивированию к измененным условиям эксплуатации.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются эксплуатационные скважины апт-сеноманского газоносного комплекса на завершающей стадии эксплуатации.

История разработки сеноманской залежи¹ показывает, что сохранение числа добывающих скважин, имеющих оптимальный дебит, является основным критерием для поддержания площади дренирования и объемов извлекаемых запасов свободного газа, который ограничивается следующими параметрами [6, 7]:

¹ Гидрогеологические аспекты обводнения крупнейших разрабатываемых газовых залежей севера Тюменской области (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское): отчет о НИР / ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — ВНИИГАЗ». — М., 1998. — 436 с.

- должен соответствовать 10–15 %-му значению свободного дебита скважины;
- должен обеспечивать соответствие линейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации, то есть условию, когда уравнение притока газа описывается законом Дарси;
- создаваемая депрессия должна обосновываться с учетом возможности деформации, разрушения прискважинной зоны, образования песчано-жидкостной пробки в пределах интервала перфорации, образования конуса подошвенной воды, гидратов в прискважинной зоне и стволе скважины, многослойности и неоднородности параметров и по устойчивости каждого пропластка и т. д.

При этом накопленный опыт и анализ проблем освоения газовых скважин сеноманской залежи позволяют утверждать, что обводнение продукции, образование песчаных пробок в прискважинной зоне, а также газогидратных пробок в стволе скважины являются процессами взаимосвязанными, и их следует рассматривать как единую систему осложнений, причем обильное пескообразование и гидратообразование являются следствием преждевременного обводнения газонасыщенного пласта [8–10]. Предупреждение которого в значительной степени зависит от большого числа геолого-технических мероприятий, направленных на поддержание оптимального дебита [11].

Используя методы системного анализа [12, 13], суть которого заключается в том, что достижение потенциальной продуктивности скважины является лишь одной из целей при решении многоцелевой проблемы эксплуатации газовой залежи, которая, с одной стороны, не может быть достигнута в отрыве от степеней достижения остальных целей и подразумевает создание системы процедур принятия сложного решения по выбору наиболее предпочтительной альтернативы. С другой стороны, рассматривая деятельность любой производственной системы, необходимо учитывать, что она всегда сопряжена с неопределенностями, которые обуславливают возникновение некоторых рисков, без учета которых невозможно достижение потенциальной цели, что подтверждает рост собственных аварий при освоении скважин на месторождениях севера Тюменской области [14, 15]. Где наиболее сложными и трудоемкими видами работ в скважинах являются операции по ликвидации аварий, связанные с прихватом, обрывом и падением внутрискважинного оборудования, суммарный ущерб от которых приводит к большим потерям, что ставит под угрозу достижение самой поставленной цели (технологические и финансовые риски), в отличие от катастрофических (ГНВП с переходом в открытый фонтан) [16].

Соответственно, при планировании мероприятий по освоению скважин с низконапорным газом актуальной проблемой является количественная оценка качества проводимых работ, что позволит:

- оценить качество выполнения запланированной технологии;
- определить завершенность намеченного мероприятия;
- дать оценку эффективности работ или их методик предприятию в целом.

Результаты

На основании проведенных исследований формирование качественной концепции оценки эффективности разрабатываемых технологий по освое-

нию скважин с низконапорным газом предлагается проводить по двум количественным показателям:

- 1) завершенность мероприятия, позволяющая проводить:
 - сбор объективной информации о состоянии и определение сведений о наиболее опасных, «слабых» местах с точки зрения аварийности;
 - оценку степени риска по незавершенности мероприятия при планируемой технологической операции;
 - обоснование рекомендаций по достижению результативности как промежуточных операций, так и основной.
- 2) успешность, позволяющая:
 - достигать требуемого результата по промежуточным операциям;
 - оценивать качество выполнения запланированной технологии в целом;
 - давать оперативную предварительную оценку эффективности технологии.

С целью определения степени завершенности намеченных мероприятий в скважине при ее освоении рекомендуется использование статистических данных по исходным событиям характерных аварий. В случае отсутствия этих сведений, а также в качестве дополнительного средства проверки достоверности определение вероятностей следует проводить с использованием причинно-следственных закономерностей возникновения аварийной ситуации и ее развития из совокупности промежуточных событий по принципу: «А что будет, если...». Данный метод позволяет логически предопределить итоговое событие и с достаточной достоверностью вычислить вероятность его возникновения. По итогу проведенного анализа статистических данных аварийных ситуаций за предшествующий период (5 лет) в соответствии с предложенной концепцией спрогнозированы вероятности возникновения осложнений, переходящих в категорию аварий (рисунок) [16,17].



Рисунок. Сведения о частотах возникновения осложнений при проведении водоизоляционных работ логико-графическим методом («дерево событий»)

Показано, что развитием наиболее опасного сценария являются поглощение, прихват и обрыв труб с вероятностью $4,8 \cdot 10^{-5}$ в год⁻¹/м. Следует отметить, что из всех перечисленных видов аварий последствия от возникновения прихвата подземного оборудования с последующим ее обрывом оказывают наибольшее негативное влияние на степень завершенности намеченных мероприятий по освоению скважины, вплоть до ее ликвидации.

На основании промыслового опыта и литературных источников выявлено, что основными требованиями для обеспечения потенциальной продуктивности скважин на газовых месторождениях в условиях падающей добычи являются [18, 19]:

- соблюдение запланированных физико-механических параметров технологических жидкостей (жидкости глушения, промывочной жидкости, перфорационные среды и др.);
- выполнение запланированного объема работ, в соответствии с нормативными документами (стандарты компаний);
- освоение скважины (вторичное вскрытие, опробование, интенсификация притока и др.);
- достижение требуемого результата подтвержденными необходимыми исследованиями (проектного дебита скважины);
- отсутствие инцидентов при их выполнении.

Указанные групповые допущения включают в себя различные единичные коэффициенты (K_{ni}). Оценку качества уровня эффективности выполненных работ рекомендуется проводить по значениям коэффициента K_n :

$$K_n = \frac{\sum_{i=1}^n K_{ni}}{n}. \quad (1)$$

Для примера при $K_n \cong 1$ — достигается уровень эффективности выполненных работ в соответствии с плановыми требованиями.

Выводы

Освоение скважин с низконапорным газом в условиях трудно прогнозируемого процесса обводнения продукции обуславливает необходимость разработки качественного алгоритма адаптации и иерархической корректировки имеющихся в распоряжении исходных данных. Что позволит идентифицировать различные механические проблемы в системе «пласт — скважина» и снижение проницаемости в приствольных частях пласта или в удаленных от забоев участках. При этом необходимо учитывать, что процесс достижения потенциального дебита скважин всегда сопряжен с неопределенностью возникновения некоторых рисков, без учета которых невозможно достижение поставленной цели, что закономерно увеличивает нормативные сроки выполнения полного комплекса мероприятий по освоению скважины и ставит под угрозу достижение ее потенциального дебита.

Библиографический список

1. Ваганов, Ю. В. Технология освоения переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю. В. Ваганов, В. П. Овчинников. — Текст : непосредственный // Бурение и нефть. — 2021. — № 4. — С. 52–59.

2. Елистратов, В. В. Основные проблемы эксплуатации крупнейших газовых месторождений Надым-Пур-Газовского региона на завершающей стадии / В. В. Елистратов, В. В. Коломийцев. – Текст : непосредственный // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 г.). – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С. 104–108.
3. Облеков, Г. И. Классификация запасов углеводородов (природный газ) / Г. И. Облеков, Р. Г. Облеков. – Текст : непосредственный // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 г.). – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С. 66–72.
4. 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.
5. Cheymetova, V. A. Risk management at the final stage of gas field development / V. A. Cheymetova, Yu. V. Vaganov. – Direct text // ПОАВЖ. – 2020. – Vol. 11 (Suppl 3). – P. 31–35.
6. Масленников, В. В. Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений / В. В. Масленников, В. В. Ремизов. – Москва : Недра, 1993. – 302 с. – Текст : непосредственный.
7. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири / О. Ф. Андреев, К. С. Басниев, Л. Б. Берман [и др.]. – Москва : Недра, 1984. – 221 с. – Текст : непосредственный.
8. Ахметов, А. А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении : проблемы и решения / А. А. Ахметов. – Уфа, 2000. – 219 с. – Текст : непосредственный.
9. Маслов, И. И. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин / И. И. Маслов. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1980. – 62 с. – Текст : непосредственный.
10. Ваганов, Ю. В. Методология капитального ремонта скважин в современных условиях эксплуатации сеноманской залежи / Ю. В. Ваганов. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-1-34-38. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 34–38.
11. Ваганов, Ю. В. Обоснование технологических показателей для обеспечения качественного освоения газовых скважин / Ю. В. Ваганов, В. П. Овчинников, В. В. Салтыков. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Инновации. – 2020. – № 11(240). – С. 66–68.
12. Васильев, Ю. Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений / Ю. Н. Васильев. – Москва : Недра, 1987. – 141 с. – Текст : непосредственный.
13. Никоненко, И. С. Газодобывающее предприятие как сложная система / И. С. Никоненко, Ю. Н. Васильев. – Москва : Недра. – 1998. – 343 с. – Текст : непосредственный.
14. Ваганов, Ю. В. Аварийно-восстановительные работы в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, Д. С. Леонтьев. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-2-85-87. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 85–87.
15. Ларичев, О. И. Наука и искусство принятия решений / О. И. Ларичев. – Москва : Наука, 1979. – 200 с. – Текст : непосредственный.
16. Кустышев, А. В. Оценка рисков при ремонте нефтяных и газовых скважин / А. В. Кустышев, Ю. В. Ваганов, В. В. Журавлев. – Текст : непосредственный // Безопасность труда в промышленности. – 2013. – № 9. – С. 76–80.
17. Ваганов, Ю. В. Методика оценки качества работ по капитальному ремонту нефтяной и газовой скважины / Ю. В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 3. – С. 21–25.
18. Ваганов, Ю. В. К вопросу методологического обеспечения капитального ремонта скважин на современном этапе разработки месторождений / Ю. В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 6. – С. 19–22.
19. Ваганов, Ю. В. Необходимость совершенствования классификации сложных ремонтов газовых скважин в современных условиях эксплуатации / Ю. В. Ваганов. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-2-40-44. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2 – С. 40–44.

References

1. Vaganov, Yu. V., & Ovchinnikov, V. P. (2021). Technology for the development of Cenomanian gas deposit transition zone. *Burenie i nef't*, (4), pp. 52-59. (In Russian).
2. Elistratov, V. V., & Kolomiitsev, V. V. (2003). Osnovnye problemy ekspluatatsii krupneyshikh gazovykh mestorozhdeniy Nadym-Pur-Tazovskogo regiona na zavershayushchey stadii. *Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Problemy i perspektivy kompleksnogo ispol'zovaniya nizkonapornogo gaza v ustoychivom razvitii sotsial'noy sfery gazodobyvayushchikh regionov"*. Nadym, March, 2003. Moscow, IRTS Gazprom LLC Publ., pp. 104-108. (In Russian).
3. Obekov, G. I., & Obekov, R. G. (2003). Klassifikatsiya zapasov uglevodorodov (prirodnyy gaz). *Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Problemy i perspektivy kompleksnogo ispol'zovaniya nizko-napornogo gaza v ustoychivom razvitii sotsial'noy sfery gazodobyvayushchikh regionov"*. Nadym, March, 2003. Moscow, IRTS Gazprom LLC Publ., pp. 66-72. (In Russian).
4. Kolmakov, A. V., Krotov, P. S., & Kononov, A. V. (2012). *Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhey nizkonapornogo gaza*. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).
5. Cheymetova, V. A., & Vaganov, Yu. V. (2020). Risk management at the final stage of gas field development. *IIOABJ*, 11(Suppl 3), pp. 31-35. (In English).
6. Maslennikov, V. V., & Remizov, V. V. (1993). *Sistemnyy geofizicheskiy kontrol' razrabotki krupnykh gazovykh mestorozhdeniy*. Moscow, Nedra Publ., 302 p. (In Russian).
7. Andreev, O. F., Basniev, K. S., Berman, L. B., Gritsenko, A. I., Kosukhin, L. D., Mirzadzhanzade, A. Kh.,... Stepanova, G. S. (1984). *Osobennosti razvedki i razrabotki gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri*. Moscow, Nedra, Publ., 211 p. (In Russian).
8. Akhmetov, A. A. (2000). *Kapital'nyy remont skvazhin na Urengoyском mestorozhdenii: problemy i resheniya*. Ufa, 219 p. (In Russian).
9. Maslov, I. I. (1980). *Metody bor'by s vynosom peska iz neftyanykh skvazhin*. Moscow, VNIIOENG Publ., 62 p. (In Russian).
10. Vaganov, Yu. V. (2016). Methodology of well workover realization under present-day conditions of Cenomanian reservoir development. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 34-38. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-1-34-38
11. Vaganov, Yu. V., Ovchinnikov, V. P., & Saltykov, V. V. (2020). Validation for technological indicators to ensure high-quality completion of gas wells. *Neft. Gas. Novacii*, (11(240)), pp. 66-68. (In Russian).
12. Vasil'ev, Yu. N. (1987). *Avtomatizirovannaya sistema upravleniya razrabotkoy gazovykh mestorozhdeniy*. Moscow, Nedra Publ., 141 p. (In Russian).
13. Nikonenko, I. S., & Vasil'ev, Yu. N. (1998). *Gazodobyvayushchee predpriyatie kak slozhnaya sistema*. Moscow, Nedra Publ., 343 p. (In Russian).
14. Vaganov, Yu. V., Kustyshev, A. V., & Leontyev, D. S. (2017). Emergency works in abnormal operating conditions of oil and gas wells operations. *Oil Industry*, (2), pp. 85-87. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-85-87
15. Larichev, O. I. (1979). *Nauka i iskusstvo prinyatiya resheniy*. Moscow, Nauka Publ., 200 p. (In Russian).
16. Kustyshev, A. V., Vaganov, Yu. V., & Zhuravlev, V. V. (2013). Otsenka riskov pri remonte neftyanykh i gazovykh skvazhin. *Occupational Safety in Industry*, (9), pp. 76-80. (In Russian).
17. Vaganov, Yu. V. (2015). Some method of workover quality estimation of oil and gas wells. *Problems of economics and management of oil and gas complex*, (3), pp. 21-25. (In Russian).
18. Vaganov, Yu. V. (2014). To the issue of methodological support of wells overhaul at the present-day stage of fields development. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 19-22. (In Russian).
19. Vaganov, Yu. V. (2016). Necessity of improvement of complex gas well repair works classification in current conditions of wells operation. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 40-44. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-40-44

Сведения об авторах

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент, проректор по научной и инновационной деятельности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Information about the author

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Pro-rector for Research and Innovation, Industrial University of Tyumen, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

**Методика экспериментального исследования газожидкостного потока
с пенообразующими поверхностно-активными веществами
в вертикальном канале**

**В. А. Огай^{1*}, Н.Г. Мусакаев^{1, 2}, А. Ю. Юшков¹, В. О. Довбыш¹,
М. А. Васильев³**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, Россия

³Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: ogayvlad@mail.ru

Аннотация. Проблема эксплуатации обводняющихся или «самозадавливающих» жидкостью скважин является одной из наиболее распространенных в области добычи природного газа. Для стабильной работы таких скважин в мировой и отечественной практике активно применяют технологии ввода в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ). Эффективное использование данных технологий требует теоретического и экспериментального изучения газожидкостного потока с ПАВ. Анализ существующих работ показывает, что экспериментальные исследования в данной области проводились при атмосферном давлении. В то же время по глубине газовых скважин давление изменяется и может оказывать существенное влияние на свойства пены. В статье представлено описание экспериментального стенда для проведения исследования газожидкостного потока с пенообразователями при различных значениях давления. Разработана методика проведения экспериментов на таком стенде, имитирующем участок ствола вертикальной газовой скважины. На основе принципа механического отсечения разработана методика определения содержания фаз (объемные содержания свободного газа, свободной жидкости, пены, жидкости и газа в пене) в пенном потоке, предложены соотношения для их расчета.

Ключевые слова: методика исследования; экспериментальный стенд; газожидкостный поток; пенообразующие поверхностно-активные вещества

The method for study of vertical gas-liquid flow with foaming agent

**Vladislav A. Ogai^{1*}, Nail G. Musakaev^{1,2}, Anton Yu. Yushkov¹,
Vadim O. Dovbysh¹, Mark A. Vasilev³**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Tyumen, Russia

³University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: ogayvlad@mail.ru

Abstract. The issue of operation water-cut and "self-kills" wells is one of major aspects in gas production. One of the methods of solving this problem is the introduction of foaming agent into the well. The effectiveness of these technologies

requires a theoretical and experimental study of gas-liquid flow with surfactants. We have analyzed existing works and have found out that experimental research in this area was carried out at atmospheric pressure. At the same time, the pressure in the well varies with the length of the wellbore and can affect the properties of foaming agent. The article presents a description of a facility for the study of gas-liquid flows with foaming agents at different pressure values. A method of conducting experiments on the facility, simulating a section of the production tubing of a vertical gas well, has been developed. The relations allowing calculating the volume contents of the phases in the gas-liquid flow with surfactants are proposed.

Key words: research method; research facility; gas-liquid flow; foaming agent

Введение

На сегодняшний день на ряде месторождений природного газа существует проблема, обусловленная наличием в продукции скважин воды различного происхождения: конденсационная вода, перешедшая в жидкую фазу в верхних участках ствола скважины; поступающая из пласта минерализованная вода природного происхождения; техническая вода [1, 2]. Соответственно может возникнуть ситуация, когда данная жидкость накапливается в стволе скважины, что приводит к падению дебита газа и зачастую к остановке скважины («самозадавливание» скважины). Описанная проблема обусловлена повышением доли жидкости в извлекаемом из пласта флюиде. Большие объемы поступающей на забой скважины жидкости не успевают выноситься на поверхность при прежних скоростях потока газа в подъемной колонне. Другой распространенной причиной «самозадавливания» скважин является постепенное снижение дебитов газа из-за невозможности дальнейшего снижения забойных давлений вслед за естественным понижением давления в пласте. В результате даже при низком содержании жидкости в газе (например, только конденсационная вода) она не выносится из скважины и постепенно накапливается.

Для решения проблемы «самозадавливания» скважин в мировой и отечественной практике активно применяют технологии ввода в скважину пенообразователей [3–7]. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) могут вводиться в скважину в виде твердых стержней или закачиваться в виде жидких растворов. При взаимодействии пенообразователя, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, происходит снижение плотности газожидкостной смеси и поверхностного натяжения жидкости, что в итоге приводит к улучшению условий ее выноса из скважины.

Для эффективного применения технологии ввода в скважину пенообразователей необходимо теоретическое и экспериментальное изучение газожидкостного потока с ПАВ. Здесь стоит отметить, что исследование газожидкостных потоков применительно к задачам газодобычи является достаточно полно изученной задачей. Модели газожидкостного течения в каналах были построены на основе анализа экспериментальных данных, полученных на специализированных стендах [8–11], или фактических данных об эксплуатации скважин [12, 13]. Мировой и отечественный опыт в данной области представлен в данной работе [14].

При стендовых исследованиях газожидкостных потоков для построения расчетных моделей градиента давления важным аспектом является изме-

рение объемного водосодержания потока [15–18]. Существуют различные способы определения водосодержания потока: балансовый метод (разность поступившей и вышедшей из трубы жидкости), методы на основе измерения динамического напора газожидкостного потока на выходе из трубы, методы на основе измерений поглощений и отражений электромагнитных или акустических волн, методы на основе отсечения потока с последующим определением количества жидкости. Последние наиболее распространены и хорошо описаны в литературе [14].

В данной работе представлена методика исследования газожидкостного потока с ПАВ на специализированном стенде [19] при различных значениях давления.

Объект и методы исследования

Экспериментальные исследования газожидкостного потока с ПАВ проводились на проточных стендах с использованием различных растворов ПАВ (тип и концентрация) при различных параметрах эксперимента, таких как расход жидкости и газа, диаметр трубопровода. Изучались безразмерные параметры подобия, характеризующие пенный поток, границы перехода его режимов, влияние ПАВ на снижение жидкостного содержания в потоке, градиента давления, критической скорости выноса жидкости [20–23]. При этом среди обозначенных работ сложно выделить комплексные исследования, результатом которых были бы получение эмпирических зависимостей фазового содержания пенного потока (жидкость, пена, газ) и построение моделей расчета перепада давления.

Среди современных передовых исследовательских работ, нацеленных на изучение поведения и моделирование установившегося пенного потока применительно к задачам газовой отрасли, выделяются несколько проектов [24–26]. В данных работах есть некоторые отличия в описанных при моделировании структурах кольцевого пенного потока. Так, в работе [24] при описании структуры кольцевого газожидкостного потока с ПАВ выделяется пленка пены вдоль стенки лифтовой колонны, без разделения на жидкостную и пенную части.

Эксперименты в работе [26] проводились при атмосферных условиях на сегменте, включающем колонну труб с внутренними диаметрами 34, 50 и 80 мм (диаметры изменялись), длиной 12 м, расход воды составлял до 5 л/мин, скорость воздуха — до 50 м/с. В качестве пенообразователя использовались ПАВ Trifoam 820 Block (Н/Д), SDS (Sodium Dodecyl Sulphate, анионоактивный ПАВ), СТАВ (катионоактивный ПАВ), Brij30 (неионогенный ПАВ), концентрация ПАВ варьировалась от 0 до 3 г/л. Также следует отметить, что исследования проводились как в вертикальном сегменте, так и в наклонно направленном (до 20° относительно горизонтали), для визуального определения структуры многофазного потока и режима течения использовались видео- и фотофиксация потока (камера была установлена внутри трубы). Проведенная визуализация потока показала, что пленка в кольцевом режиме течения состоит из слоя жидкости у стенки трубы и слоя пены между жидкостью и газовым сердечником (газовым ядром). Отмечено, что пена сначала образуется на гребнях волн (контакт газового сердечника и поверхности пленки жидкости), а также при вовлечении газа

в жидкость на границе раздела, а затем, по-видимому, образуется слой пены поверх жидкой пленки у трубы. Основными измеряемыми величинами, на основе анализа которых были получены зависимости, описывающие поведение пенного потока, были перепад давления в лифтовой колонне и фазовые содержания потока (содержание жидкости, пены, газа в потоке, содержание газа и жидкости в пене). Для этих измерений в трубе были установлены два быстроакрывающихся клапана. Нижний клапан был расположен на расстоянии 100 диаметров трубы от входа потока в трубу таким образом, что поток полностью стабилизировался при достижении нижнего клапана. Верхний клапан был расположен на расстоянии 20 диаметров трубы от выходного отверстия трубы для исключения его влияния на поведение потока. Соотношения для расчета содержания фаз в потоке имеют вид [27]

$$1/\langle \Gamma_f \rangle = 1 - [1 + f_s C (E_1 U_{sg}^2 e^{-E_2 U_{sg}} + E_3)]^{-1} \quad (1)$$

$$\delta_{lub,min} = E_4 + E_5 \max \left(0, \frac{U_{sg} - U_{Turner}}{U_{Turner}} \right) \quad (2)$$

$$\Gamma_{foam} = 1 - \frac{(1 - \langle \Gamma_f \rangle) (D^2 - (D - 2\delta_f)^2) - (D^2 - (D - 2\delta_{lub})^2)}{(D - 2\delta_{lub})^2 - (D - 2\delta_f)^2} \quad (3)$$

$$U_{Turner} = \sqrt[4]{\frac{40(\rho_l - \rho_g)\sigma g}{\rho_g C_D}}, \quad (4)$$

где $\langle \Gamma_f \rangle$ — среднее качество пленки пены и жидкости (газосодержание), которое зависит от U_{sg} — скорости газа и концентрации пенообразователя — C ; f_s — коэффициент масштабирования для концентрации пенообразователя (определен для конкретного типа пенообразователя на основе стендовых экспериментов); δ_{lub} — толщина пленки жидкости, которая вычисляется итерационно и изначально принимается равной минимальной толщине — $\delta_{lub,min}$; δ_f — толщина пленки пены; D — внутренний диаметр лифтовой колонны; $E_1, E_2 \dots E_5$ — константы, определенные на основе стендовых экспериментов; U_{Turner} — критическая скорость газа по Тернеру, которая зависит от ρ_l, ρ_g — плотностей жидкости и газа, σ — поверхностного натяжения жидкости, g — ускорения свободного падения и C_D — коэффициента сопротивления для сферической формы капли.

При реализации проекта, проводимого компанией TNO (Нидерланды) [25], использовалась часть экспериментальных данных, полученных в вышеупомянутом исследовании, а часть была получена при выполнении дополнительных экспериментов на том же стенде. Полученные зависимости для расчета содержания фаз в потоке имеют следующий вид [27]:

$$\langle \Gamma_f \rangle = \max \left(0, \Gamma_{f,max} \left[1 - \frac{\delta_{f,c} - \delta_0}{\delta_f - \delta_0} \right] \right) \quad (5)$$

$$\delta_{f,c} = K_1 D \quad (6)$$

$$\delta_0 = K_2 \Gamma_{f,max} D, \quad (7)$$

$$\Gamma_{f,max} = K_3 \ln \left(\frac{C}{C^*} \right), \quad (8)$$

где $\langle \Gamma_f \rangle$ — качество пленки пены (газосодержание); δ_f — толщина пленки пены; $\delta_{f,c}$ — критическая толщина пленки пены (при значении толщины ниже критической не происходит захвата газа в жидкую пленку, и качество пленки равно нулю); $\Gamma_{f,max}$ — максимальное значение качества пленки пены, которое увеличивается с концентрацией пенообразователя — C ; D — внутренний диаметр лифтовой колонны; C^* , K_1 , K_2 , K_3 — константы, определенные на основе стендовых экспериментов для конкретного типа пенообразователя, δ_0 — переменная для моделирования.

Авторы отмечают, что погрешность расчетов по приведенным формулам может составлять величину порядка 40 %.

Методика исследования газожидкостного потока с ПАВ

Анализ работ показывает, что экспериментальные исследования газожидкостных потоков с пенообразующими поверхностно-активными веществами проводились при атмосферном давлении. Но по глубине газовых скважин давление изменяется и на забое может достигать значения, существенно превышающего 0,1 МПа. В то же время известно, что давление оказывает существенное влияние на свойства пены, например, пена становится существенно устойчивее с ростом давления [28], значение которого влияет на скорость диффузионных процессов, происходящих между пузырьками пены различного размера при ее разрушении (рис. 1).

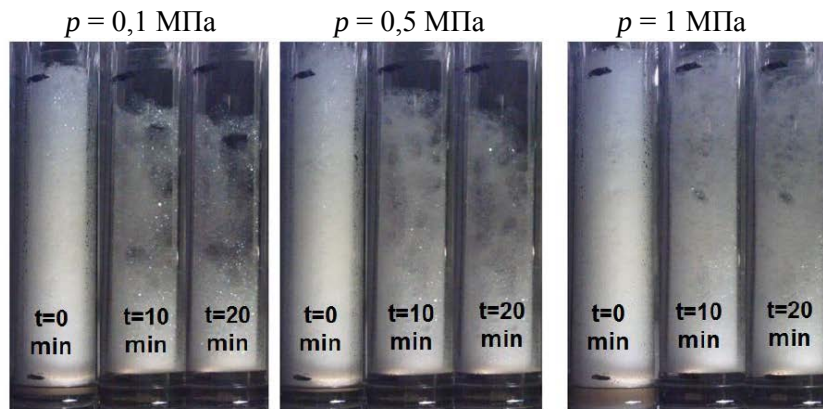


Рис. 1. Процесс распада пены, полученной при пропускании газа со скоростью 0,05 м/с через раствор воды с ПАВ концентрацией 2 г/л

В этой связи была разработана методика исследования газожидкостного потока с ПАВ при различных значениях давления. Экспериментальные исследования проводились на специализированном стенде [19], имитирующем участок ствола газовой скважины (рис. 2). Технические характеристики приведены в таблице.

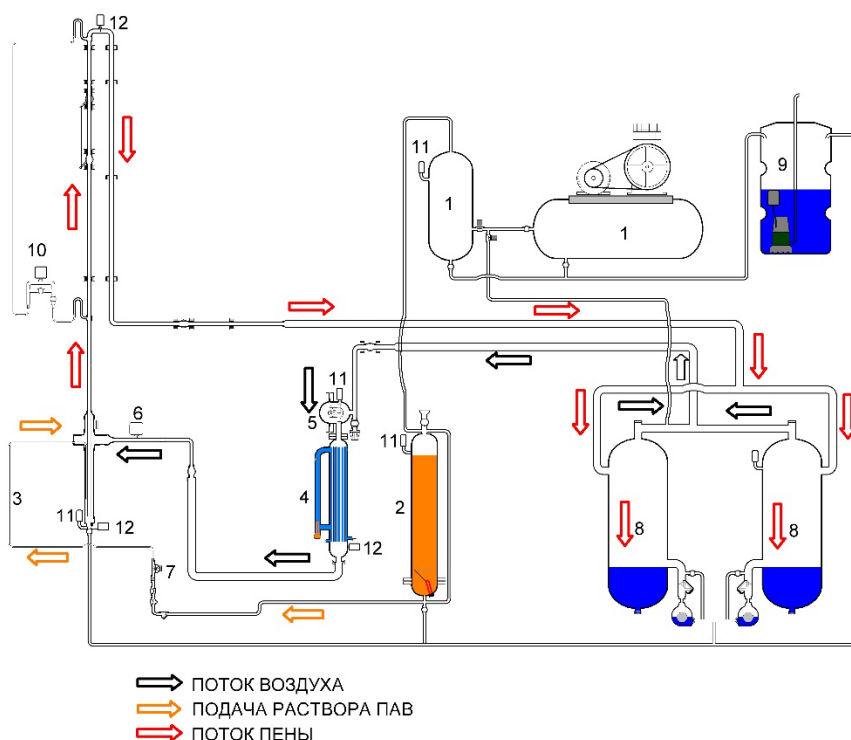


Рис. 2. Схема экспериментальной установки:

1 — компрессор с ресивером; 2 — емкость с раствором ПАВ; 3 — линия подачи раствора ПАВ;
 4 — система термостабилизации воздуха; 5 — центробежный нагнетатель воздуха;
 6 — расходомер воздуха; 7 — расходомер жидкости; 8 — емкости для гашения пены;
 9 — утилизационная емкость; 10 — измеритель перепада давления;
 11 — датчик давления; 12 — датчики температуры

Технические характеристики стенда

Наименование	Единица измерения	Фактический параметр
Длина колонны лифтовых труб	м	7
Внешний/внутренний диаметр лифтовых труб	мм	50/42
Рабочее давление в системе (не более)	МПа	1,5
Рабочий диапазон температуры (не более)	°C	50
Максимальная скорость газа при давлении 1,5 МПа	м/с	10
Объемный расход жидкости (не более)	л/ч	300
Рабочие среды	Вода, раствор ПАВ, воздух	

Выполнение исследований проводилось в следующей последовательности. Перед началом проведения эксперимента с помощью панели оператора задаются параметры эксперимента: расход воздуха, расход раствора пенообразователя, давление и температура эксперимента в лифтовой колонне (вертикальный участок трубопровода длиной 7 м и внутренним диаметром

42 мм). При регулировании установленного давления и температуры учитываются значения датчиков давления (11) и температуры (12), расположенных на начальном участке лифтовой колонны (в дальнейшем этот участок будем называть по аналогии со скважиной забоем колонны). Достижение соответствующего давления эксперимента, его поддержание осуществляются с помощью нагнетания компрессором воздуха (1) в контур его циркулирования и систему подачи раствора пенообразователя (емкость с раствором, оснащенная системой термостабилизации (2) и линия подачи ПАВ (3)). Система термостабилизации воздуха (4) обеспечивает поддержание соответствующей его температуры при циркулировании.

Необходимый расход газа устанавливается с помощью автоматической регулировки мощности работы центробежного нагнетателя (5), таким образом обеспечивается поддержание необходимой частоты вращения лопастей нагнетателя. Перед попаданием в лифтовую колонну газ проходит через расходомер воздуха термоанемометрического принципа измерения (6). То есть производится пересчет скорости при термобарических условиях эксперимента, затем и осуществляется последующее управление оборотами нагнетателя. Через некоторое время достигается и далее поддерживается заданный расход воздуха.

Подача раствора пенообразователя на забой лифтовой колонны осуществляется под действием перепада давления между системой его подачи и забоем лифтовой колонны (в системе подачи раствора давление всегда выше в сравнении с давлением эксперимента). Жидкость проходит через турбинный расходомер (7) перед впрыском в лифтовую колонну, то есть в эксперименте осуществляется расчет объема поступления жидкости.

Таким образом, газ и жидкость раздельно, но одновременно поступают на забой, проходят через концентрическую систему (перфорированная труба в трубе). Обеспечивается диспергирование жидкости в потоке газа, образование пены, далее подъем смеси по рабочей колонне за счет напора. После прохождения смеси через лифтовую колонну она поступает вниз по трубе обратного тока и через обвязку трубопроводов попадает в емкости для пеногашения и отстаивания жидкости (8), где жидкость отделяется от газа. Далее газ циркулирует и поступает на вход в центробежный нагнетатель (происходит повторение цикла циркулирования газа), а жидкость с помощью конденсатоотводчиков поступает в сливную утилизационную емкость (9).

После начала впрыска раствора пенообразователя на забой, когда газожидкостная смесь (пена), поднимаясь, достигает верхней точки лифтовой колонны, для стабилизации потока происходит выдержка в течение 5 минут. Стабилизация потока наблюдается как визуально (с помощью камеры видеофиксации), так и по показаниям параметров потока на вкладке панели оператора. Стабилизируется расход жидкости и газа, а также значение перепада давления. Перепад давления между верхней и нижней частью лифтовой колонны, основная измеряемая величина, фиксируется с помощью преобразователя разности давления (10), который установлен на пятиметровом участке лифтовой колонны (для создания условий измерения установившегося потока первая измеряемая точка расположена на расстоянии двух метров от забоя). Далее не менее 2 минут происходит фиксация параметров потока с периодичностью 1 раз в 1 секунду, то есть на каждом

режиме фиксируется не менее 120 значений измеряемых параметров. Далее осуществляется выгрузка XLS-файлов с данными о параметрах потока для последующей обработки.

Для определения содержания фаз в газожидкостном потоке при высоком давлении (содержание свободного газа, свободной жидкости, пены, жидкости и газа в пене) была произведена модернизация стенда и разработана методика проведения измерений. Суть методики заключается в синхронном отсечении сегмента трубопровода длиной 1,9 м шаровыми кранами в верхней части лифтовой колонны (рис. 3).

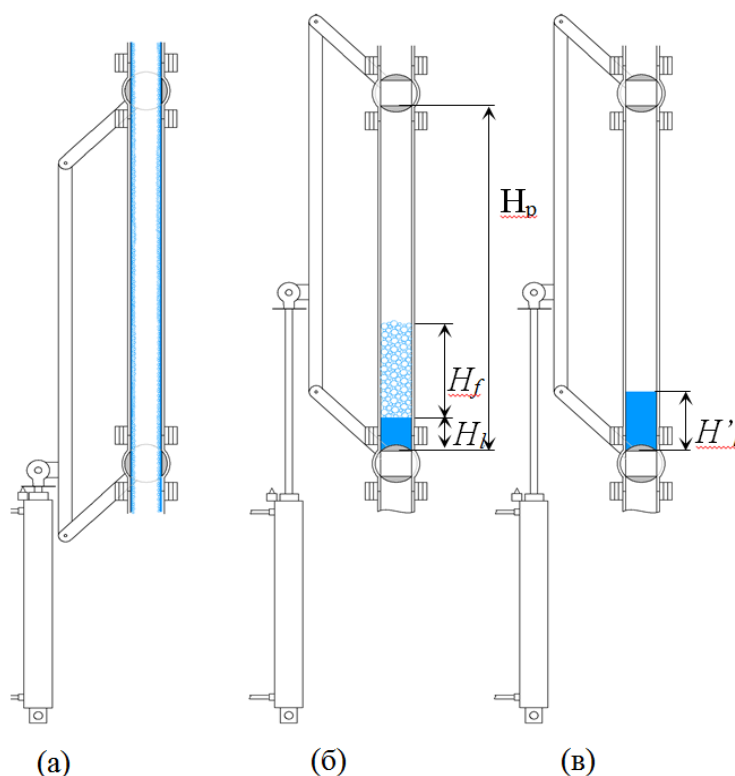


Рис. 3. Схема методики измерения фазового соотношения потока:
 а — до закрытия кранов (отсечения потока); б — после закрытия кранов (отсечения потока); в — после полного распада пены

Отсечение потока происходит за счет энергии сжатого воздуха в пневматическом цилиндре. При исполнении команды отсечения шток цилиндра перемещает рельс, приводящий в движение шаровые краны. Такая конструкция обеспечивает жесткую синхронную связь кранов. После отсечения потока и стекания воды и пены в нижнюю часть сегмента производится измерение следующих величин: начальной высоты столба жидкости H_l и высоты столба пены H_f (см. рис. 3 б). После выдерживается время и измеряется высота столба жидкости после распада пены H'_l (рис. 3 в).

На рисунке 4 приведены фотографии проведения исследований на одном из экспериментальных режимов. Последовательность снимков соответствует рисунку 3.

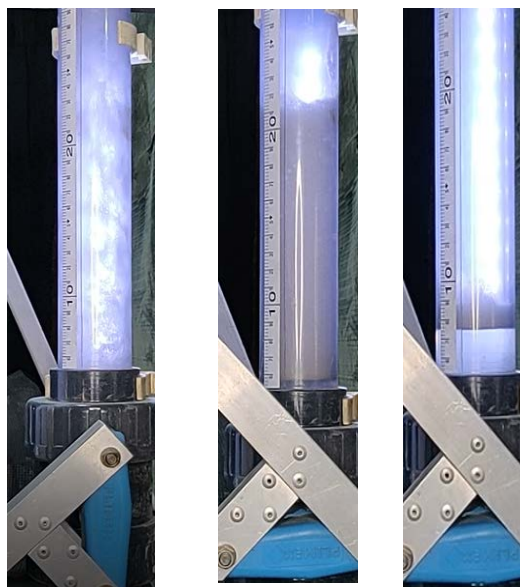


Рис. 4. **Фотографии проведения исследований:** давление 0,4 МПа, температура 20 °С, скорость воздуха 7,5 м/с, расход воды 3 л/мин, концентрация пенообразователя 0,6 г/л

С учетом измеренных в эксперименте величин параметры газожидкостного потока могут быть рассчитаны следующим образом. Объемное содержание жидкости (пленки жидкости) в двухфазной смеси

$$\alpha_l = \frac{H_l}{H_p}, \quad (9)$$

где H_p — высота отсекаемого участка трубы.

Объемное содержание пены (пленки пены)

$$\alpha_f = \frac{H_f}{H_p}. \quad (10)$$

Объемное содержание жидкости в пене

$$f_l = \frac{H'_l - H_l}{H_f}. \quad (11)$$

С учетом найденных параметров объемное содержание свободного газа (газового сердечника) в двухфазной смеси и объемное содержание газа в пене находятся как

$$\alpha_g = 1 - \alpha_l - \alpha_f, \quad (12)$$

$$f_g = 1 - f_l. \quad (13)$$

Выводы

Разработан специализированный стенд, имитирующий участок ствола вертикальной газовой скважины. Получены экспериментальные данные о

параметрах стационарного течения газожидкостных смесей с различными типами водных растворов поверхностно-активных веществ (тип ПАВ и его концентрация в растворе), различным значением давления (до 1 МПа), различным объемным расходом воздуха и воды. Для определения содержания фаз (объемные содержания свободного газа, свободной жидкости, пены, жидкости и газа в пене) в пенном потоке при различных значениях давления произведена модернизация стенда и разработана методика проведения измерений. Методика основана на принципе отсечения потока, которое осуществляется кранами, имеющими жесткую синхронную связь и приводящимися в движение за счет энергии сжатого воздуха. Предложены соотношения, позволяющие рассчитать объемные содержания фаз в газожидкостном потоке с поверхностно-активными веществами. Соотношения включают в себя данные об измеренных после отсекаания потока высотах столбов жидкости, пены, а также данные о высоте столба жидкости после полного распада пены. Использование описанных соотношений и разработанной методики позволяет строить зависимости для расчета параметров газожидкостного потока с ПАВ применительно к задачам газодобывающей отрасли.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Тюменской области в рамках научного проекта № 20-41-720002.

Библиографический список

1. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д. В. Изюмченко, Е. В. Мандрик, С. А. Мельников [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 235–242.
2. Паникаровский, В. В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-5-85-89. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 85–89.
3. Efficacy of Surfactants in Rich Gas Shale Wells / Y. Alzhanov, H. Karami, E. Pereyra, J. Gamboa. – Text : electronic // SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas. – The Woodlands, Texas, USA, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190941-MS>. – Published: August, 28, 2018.
4. Surfactant Batch Treatment Efficiency as an Artificial Lift Method for Horizontal Gas Wells / C. Gcali, H. Karami, E. Pereyra, C. Sarica. – Text : electronic // SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas. – The Woodlands, Texas, USA, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190919-MS>. – Published: August, 28, 2018.
5. Towards a Better Selection of Foamers for the Deliquification of Mature Gas Wells / P. S. Omrani, R. K. Shukla, F. Vercauteren, E. Nennie. – Text : electronic // International Petroleum Technology Conference. – Bangkok, Thailand, November 2016. – URL: <https://doi.org/10.2523/IPTC-18806-MS>. – Published: November, 12, 2016.
6. Popularization and application of the capillary foam deliquification technology in horizontal wells with low pressures and low liquid flow rates : a case study on middle shallow gas reservoirs in the Western Sichuan depression / T. Liu, X. Zhou, H. Chen [et al.]. – DOI 10.1016/j.ngib.2019.01.004. – Direct text // Natural Gas Industry B. – 2019. – Vol. 6, Issue 1. – P. 25–33.
7. Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем / В. А. Огай, Е. А. Сабурова, В. О. Довбыш, А. Ю. Юшков. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-36-50. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 36–50.

8. Skopich, A. Experimental Study of Surfactant Effect on Liquid Loading in 2-in and 4-in Diameter Vertical Pipes / A. Skopich. – University of Tulsa, Tulsa, OK, 2012. – URL: <https://www.worldcat.org/title/experimental-study-of-surfactant-effect-on-liquid-loading-in-2-in-and-4-in-diameter-vertical-pipes/oclc/820963457>. – Text : electronic.
9. Коротаев, Ю. П. Лабораторные исследования работы газовых скважин с жидкостью на забое / Ю. П. Коротаев. – Текст : непосредственный // Избранные труды в 3 томах. Т. 1. – Москва : Недра, 1996. – С. 263–281.
10. Experimental and numerical study of downward bubbly flow in a pipe / O. N. Kashinsky, P. D. Lobanov, M. A. Pakhomov [et al.]. – DOI 10.1016/j.jheatmasstransfer.2006.02.004. – Direct text // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2006. – Vol. 49, Issues 19–20. – P. 3717–3727.
11. Bhagwat, S. M. Experimental investigation of non-boiling gas-liquid two phase flow in downward inclined pipes / S. M. Bhagwat, A. J. Ghajar. – DOI 10.1016/j.expthermflusci.2016.08.004. – Direct text // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2016. – Vol. 89. – P. 301–318.
12. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores / A. M. Ansari, N. D. Sylvester, C. Sarica [et al.]. – DOI 10.2118/20630. – Direct text // PA SPE Production and Facilities (May). – Vol. 9, Issue 02. – P. 143–151.
13. Gray, W. G. A derivation of the equations for multiphase transport / W. G. Gray. – DOI 10.1016/0009-2509(75)80010-8. – Direct text // Chemical Engineering Science. – 1975. – Vol. 30, Issue 2. – P. 229–233.
14. Шулепин, С. А. Экспериментальное обоснование устойчивых режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин : 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Шулепин Сергей Александрович ; Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. – Москва, 2017. – 163 с. – Текст : непосредственный.
15. Duns, H. Jr. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells / H. Jr. Duns, N. C. J. Ros. – Text : electronic // The 6th World Petroleum Congress. – Frankfurt am Main, Germany, June, 1963. – P. 451–465. – URL: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC06/All-WPC06/WPC-10132/198621>.
16. Экспериментальное исследование истинного водосодержания в вертикальных трубах при движении по ним газовой смеси при малых расходах газа / А. И. Гриценко, Г. Н. Вязенкин, С. Н. Бузинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Проблемы подземного хранения газа в СССР : сборник научных трудов. – Москва : ВНИИГАЗ, 1983. – С. 86–96.
17. Движение газожидкостных смесей в трубах / В. А. Мамаев, Г. Э. Одишария, Н. И. Семенов, А. А. Точигин. – Москва : Недра. – 1978. – 270 с. – Текст : непосредственный.
18. Одишария, Г. Э. Область существования и истинное газосодержание при восходящем кольцевом режиме течения в трубах / Г. Э. Одишария, Ю. А. Толасов, О. В. Клапчук. – Текст : непосредственный // Разработка газовых месторождений, транспорт газа. – Москва : ВНИИГАЗ, 1974. – Вып. 3. – С. 128–138.
19. Патент на изобретение № 2654889 Российская Федерация, МПК E21B 47/00 G01M 99/00. Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины : № 2654889 ; заявл. 22.05.2017 : опубл. 23.05.2018 / Огай В. А., Хабибуллин А. Ф., Юшков А. Ю. ; патентообладатель ООО «ГазВелл Системы». – 23 с. – Текст : непосредственный.
20. Effect of Surfactant Additive on Vertical Two-Phase Flow / L. Liu, X. Li, Li Tong, Y. Liu. – DOI 10.1016/j.petrol.2014.02.004. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – Vol. 115. – P. 1–10.
21. Zhou, J. Flow Patterns in Vertical Air. Water Flow with and without Surfactant / J. Zhou. – University of Dayton, Dayton, Ohio, USA, 2013. – URL: http://rave.ohiolink.edu/etdc/view?acc_num=dayton1375455656. – Text : electronic.
22. Christiansen, R. L. A New Look at Foam for Unloading Gas Wells / R. L. Christiansen. – U.S.A., 2006. – URL: https://www.researchgate.net/profile/Richard-Christiansen-2/publication/237524222_A_New_Look_at_Foam_for_Unloading_Gas_Wells/links/551aafa70cf2bb754076ca3d/A-New-Look-at-Foam-for-Unloading-Gas-Wells.pdf. – Text : electronic.
23. Saleh, S. Foam-Assisted Liquid Lifting in Low Pressure Gas Wells / S. Saleh, M. Al-Jama'e'y. – Text : electronic // SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 9–11 March, 1997. – URL: <https://doi.org/10.2118/37425-MS>. – Published: March, 09, 1997.

24. Kelkar, M. Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions / M. Kelkar, C. Sarica. – RPSEA, 2015. – 192 p. – Direct text.
25. van't Westende, J. JIP Experimental foam selection - Modelling of foam pipe flow Date / J. van't Westende, J. de Boer, F. Vercauteren. – Text : electronic // TNO report TNO 2015 R11538. – 81 p. – URL: <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/5bb/36b/7d1/5bb36b7d189b5755670309.pdf>.
26. Van Nimwegen, A. T. The effect of surfactants on gas-liquid pipe flows / A. T. Van Nimwegen. – Delft University of Technology, 2015. – URL: <https://www.narcis.nl/publication/RecordID/oai:tudelft.nl:uuid%3A5728dde5-e722-46e8-a92f-b62937ecf538>. – Text : electronic.
27. van't Westende, J. M. C. The use of surfactants for gas well deliquification : a comparison of research projects and developed models // J. M. C. van't Westende, R. A. W. M. Henkes, A. Ajani, M. Kelkar. – Text : electronic // 18th International Conference on Multiphase Production Technology, Cannes, France, June 2017. – URL: <https://onepetro.org/BHRICMPT/proceedings-abstract/BHR17/All-BHR17/BHR-2017-161/369>. – Published: June, 07, 2017.
28. Joshi, Sh. Foamer evaluation by the sparging test method for application to gas well deliquification / Sh. Joshi. – Delft University of Technology, 2015. – URL: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:fe36e0e7-6219-4633-8bd3-b467704dc83a>. – Text : electronic.

References

1. Izyumchenko, D. V., Mandrik, E. V., Melnikov, S. A., Ploskov, A. A., Moiseyev, V. V., Kharitonov, A. N., & Pamuzhak, S. G. (2018). Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation. *Vesti gazovoy nauki*, (1(33)), pp. 235-241. (In Russian).
2. Panikarovskii, V. V., & Panikarovskii, E. V. (2017). Exploitation of gas wells in late stage of development of gas fields. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 85-89. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-85-89
3. Alzhanov, Y., Karami, H., Pereyra, E., & Gamboa, J. (2018). Efficacy of Surfactants in Rich Gas Shale Wells. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas. The Woodlands, Texas, USA, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190941-MS>
4. Gcali, C., Karami, H., Pereyra, E., & Sarica, C. (2018). Surfactant Batch Treatment Efficiency as an Artificial Lift Method for Horizontal Gas Wells. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas. The Woodlands, Texas, USA, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190919-MS>
5. Omrani, P. S., Shukla, R. K., Vercauteren, F., & Nennie, E. (2016). Towards a Better Selection of Foamers for the Deliquification of Mature Gas Wells. International Petroleum Technology Conference. - Bangkok, Thailand, November 2016. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2523/IPTC-18806-MS>
6. Liu, T., Zhou, X., Chen, H., Lu, G., Zhao, Zh., Liu, D., & Du, Y. (2019). Popularization and application of the capillary foam deliquification technology in horizontal wells with low pressures and low liquid flow rates: a case study on middle shallow gas reservoirs in the Western Sichuan depression. *Natural Gas Industry B*, (6), pp. 25-33. (In English). DOI 10.1016/j.ngib.2019.01.004
7. Ogai, V. A., Saburova, E. A., Dovbysh, V. O., & Yushkov, A. Yu. (2020). Calculation of the pressure gradient in the Cenomanian gas well operated with a foaming agent. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 36-50. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-36-50
8. Skopich, A. (2012). Experimental Study of Surfactant Effect on Liquid Loading in 2-in and 4-in Diameter Vertical Pipes. University of Tulsa, Tulsa, OK, (In English). Available at: <https://www.worldcat.org/title/experimental-study-of-surfactant-effect-on-liquid-loading-in-2-in-and-4-in-diameter-vertical-pipes/oclc/820963457>
9. Korotaev, Yu. P. (1996). *Laboratornye issledovaniya raboty gazovykh skvazhin s zhidkost'yu na zaboe*. Izbrannye trudy v 3 tomakh. Tom 1. Moscow, Nedra Publ., pp. 263-281. (In Russian).
10. Kashinsky, O. N., Lobanov, P. D., Pakhomov, M. A., Randin, V. V., & Terekhov, V. I. (2006). Experimental and numerical study of downward bubbly flow in a pipe. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 49(19-20), pp. 3717-3727. (In English). DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2006.02.004

11. Bhagwat, S. M., & Ghajar, A. J. (2016). Experimental investigation of non-boiling gas-liquid two phase flow in downward inclined pipes. *Experimental Thermal and Fluid Science*, (89), pp. 301-318. (In English). DOI: 10.1016/j.expthermflusci.2016.08.004
12. Ansari, A. M., Sylvester, N. D., Sarica, C., Shoham, O., & Brill, J. P. (1994). A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. *PA SPE Production and Facilities* (May), 9(02), pp. 143-151. (In English). DOI: 10.2118/20630
13. Gray, W. G. (1975). A derivation of the equations for multiphase transport. *Chemical Engineering Science*, 30(2), pp. 229-233. (In English). DOI: 10.1016/0009-2509(75)80010-8
14. Shulepin, S. A. (2017). Eksperimental'noe obosnovanie ustoychivyykh rezhimov ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 163 p. (In Russian).
15. Duns, H. Jr., & Ros, N. C. J. (1963). Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. The 6th World Petroleum Congress. Frankfurt am Main, Germany, June, 1963, pp. 451-465. (In English). Available at: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC06/All-WPC06/WPC-10132/198621>
16. Gritsenko, A. I., Vyaznenkin, G. N., Buzinov, S. N., Akhmedov, B. G., & Kazakov, B. O. (1983). Eksperimental'noe issledovanie istinnogo vodosoderzhaniya v vertikal'nykh trubakh pri dvizhenii po nim gazovodyanykh smesei pri malyykh raskhodakh gaza. *Problemy podzemnogo khraneniya gaza v SSSR: sbornik nauchnykh trudov*. Moscow, VNIIGAZ Publ., pp. 86-96.
17. Mamaev, V. A., Odishariya, G. E., Semenov, N. I., & Tochigin, A. A. (1978). Dvizhenie gazozhidkostnykh smesey v trubakh. Moscow, Nedra Publ., 270 p. (In Russian).
18. Odishariya, G. E., Tolasov, Yu. A., & Klapchuk, O. V. (1974). Oblast' sushchestvovaniya i istinnoe gazosoderzhanie pri voskhodyashchem kol'tsevom rezhime techeniya v trubakh. *Razrabotka gazovykh mestorozhdeniy, transport gaza*. Moscow, VNIIGAZ Publ., Vyp. 3, pp. 128-138. (In Russian).
19. Ogai, V. A., Khabibullin, A. F., & Yushkov, A. Yu. Experimental installation for imitation of gas-liquid mixture and dynamic processes in the stock of the gas well. Pat. RF 2654889, MPK E21B 47/00 G01M 99/00. Applied: 22.05.17. Published: 23.05.18. 23 p. (In Russian).
20. Liu, L., Li, X., Tong, L. & Liu, Y. (2014). Effect of Surfactant Additive on Vertical Two Phase Flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (115), pp. 1-10. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2014.02.004
21. Zhou, J. (2013). Flow Patterns in Vertical Air. Water Flow with and without Surfactant. University of Dayton, Dayton, Ohio, USA, 2013. (In English). Available at: http://rave.ohiolink.edu/etdc/view?acc_num=dayton1375455656
22. Christiansen, R. L. (2006). A New Look at Foam for Unloading Gas Wells. U.S.A., 2006. (In English). Available at: https://www.researchgate.net/profile/Richard-Christiansen-2/publication/237524222_A_New_Look_at_Foam_for_Unloading_Gas_Wells/links/551aafa70cf2bb754076ca3d/A-New-Look-at-Foam-for-Unloading-Gas-Wells.pdf
23. Saleh, S., & Al-Jamae'y, M. (1997). Foam-Assisted Liquid Lifting in Low Pressure Gas Wells. *SPE Production Operations Symposium*, Oklahoma City, Oklahoma, March, 9-11, 1997. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/37425-MS>
24. Kelkar, M., & Sarica, C. (2015). Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions. *RPSEA*, 192 p. (In English).
25. van't Westende, J., de Boer, J., & Vercauteren, F. (2015). JIP Experimental foam selection - Modelling of foam pipe flow Date. TNO report TNO 2015 R11538. 81 p. (In English). Available at: <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/5bb/36b/7d1/5bb36b7d189b5755670309.pdf>
26. Van Nimwegen, A. T. (2015). The effect of surfactants on gas-liquid pipe flows. Delft University of Technology. (In English). Available at: <https://www.narcis.nl/publication/RecordID/oai:tudelft.nl:uuid%3A5728dde5-e722-46e8-a92f-b62937ecf538>
27. van't Westende, J. M. C., Henkes, R. A. W. M., Ajani, A., Kelkar, M. (2017). The use of surfactants for gas well deliquification: a comparison of research projects and developed models. 18th International Conference on Multiphase Production Technology, Cannes, France, June 2017. (In English). Available at: <https://onepetro.org/BHRICMPT/proceedings-abstract/BHR17/All-BHR17/BHR-2017-161/369>
28. Joshi, Sh. (2015). Foamer evaluation by the sparging test method for application to gas well deliquification. Delft University of Technology. (In English). Available at: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:fe36e0e7-6219-4633-8bd3-b467704dc83a>

Сведения об авторах

Огай Владислав Александрович, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Мусакаев Наиль Габсалимович, д. ф.-м. н., доцент, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Юшков Антон Юрьевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Довбыш Вадим Олегович, руководитель Центра проектного обучения Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Васильев Марк Александрович, аспирант, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladislav A. Ogai, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics and Mathematics, Associate Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Anton Yu. Yushkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Vadim O. Dovbysh, Project Manager Training of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Mark A. Vasilev, Postgraduate, University of Tyumen

**Особенности притока газа к горизонтальному стволу скважины
при различных его траекториях**

С. К. Сохошко*, С. Мадани

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе рассматриваются вопросы, связанные с влиянием траектории ствола по пласту на характеристики притока к горизонтальной обсаженной и перфорированной газовой скважине. С помощью расчетной модели притока к горизонтальной скважине, учитывающей развивающийся характер потока, местные гидравлические сопротивления ствола, было определено распределение давления и массового расхода по горизонтальному стволу скважины для нескольких типов траекторий, включая сложно построенный профиль и восходящую траекторию. Результаты моделирования позволили определить влияние типа траектории горизонтальной скважины на дебит скважины и показали важность учета распределения давления для оптимизации конструкции скважины.

Ключевые слова: горизонтальная газовая скважина; восходящая траектория; численно-аналитическая модель притока газа; профиль притока

Features of gas inflow to a horizontal wellbore at various trajectories

Sergey K. Sokhoshko*, Salah Madani

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru*

Abstract. This article discusses the effect of wellbore trajectory on the flow performance of a horizontal cased and perforated gas well. We used a coupled well-reservoir flow model, taking into account the nature of the flow, and local hydraulic resistances of the wellbore, and thus determined the pressure and mass flow distribution along the horizontal wellbore for several types of trajectories, including undulated and toe-up trajectories. The simulation results showed the effect of horizontal gas well trajectory type on its flow rate and the importance of considering pressure distribution to optimize well design.

Key words: horizontal gas well; toe-up well trajectory; coupled well-reservoir flow model; flow profile

Введение

Исследованию притока к горизонтальной газовой скважине, посвящено относительно малое число работ. Это связано с тем, что горизонтальные газовые скважины распространены еще не так широко, как горизонтальные нефтяные скважины. Характеристики притока к горизонтальному стволу

(профиль притока, падение давления вдоль ствола, эпюра скоростей потока) составляют основу для установления и обоснования технологического режима работы горизонтальной газовой скважины при заданных фильтрационно-емкостных свойствах пласта и конструкции скважины, а также определения возможности обводнения интервалов горизонтального ствола подошвенной водой или условия возможного образования песчаных пробок.

В разное время вопросами оценки производительности горизонтальных скважин занимались Ю. П. Борисов и В. П. Пилатовский [1], S. D. Joshi [2], D. K. Babu & S. Odeh [3], M. Economides [4], K. Furui [5], З. С. Алиев [6] и др. Все эти исследователи согласны с тем, что существует тесная взаимосвязь между конструкцией скважины, потерями давления по стволу и характеристиками притока к горизонтальному стволу.

С другой стороны, существуют определенные разногласия по поводу расчета распределения давления по горизонтальному участку ствола скважины, где существует три основных подхода. Первый заключается в игнорировании потерь давления по горизонтальному участку ствола и рассматривает забойное давление как постоянную величину, но этот подход был отвергнут несколькими авторами в настоящее время, потому что он может породить значительные ошибки в расчете различных параметров потока, таких как распределение скоростей, что порождает неопределенность в выборе режима работы скважины.

Существует подход для оценки потерь давления по горизонтальному участку ствола без учета влияния конструкции скважины [7]. И, наконец, третий подход, заключающийся в детальном изучении потока в горизонтальном стволе и расчете всех гидравлических сопротивлений для нахождения распределения давления и притока как нефти, так и газа к горизонтальной скважине [8, 9].

Что касается вопроса о влиянии конструкции скважины на распределение забойного давления и, соответственно, на дебит скважины, то его можно разделить на две части: влияние типа заканчивания скважины, то есть используемая технология заканчивания, что изучалось в [10], и влияние траектории ствола, что тоже исследовалось некоторыми авторами [9, 11–14], но все эти работы были ограничены только одним или двумя типами траектории стволов нефтяных скважин.

С другой стороны, в работах [15–18] исследователи изучили влияние траектории на работу горизонтальных скважин под другим углом, анализируя двухфазный поток в горизонтальной газовой скважине при ее обводнении подошвенной водой, и показали, что тип траектории ствола влияет на накопление воды в горизонтальной скважине.

Данная работа посвящена исследованию влияния траектории по продуктивному пласту ствола горизонтальной газовой скважины на ее работу и продуктивность путем гидродинамического моделирования работы различных типов траектории горизонтальных стволов.

Объект исследования

Объект исследования — пологие, горизонтальные и со сложным профилем ствола газовые скважины.

Обзор классификации профилей горизонтальных участков

Почти всегда ствол горизонтальной скважины не идеально горизонтален. В работах [15, 19, 20] рассмотрены профили горизонтальных стволов трех видов: пологий, восходящий, горизонтальный. При этом существует более обобщенная классификация, основанная на имеющихся теоретических исследованиях и накопленном практическом опыте. Авторы [21] классифицировали профили горизонтальных участков на шесть основных видов: пологий, прямолинейный, вогнутый (восходящий), синусоидальный, вогнуто-выпуклый с прямолинейным участком и сложно построенный профиль. Вертикальные проекции этих профилей показаны на рисунке 1.

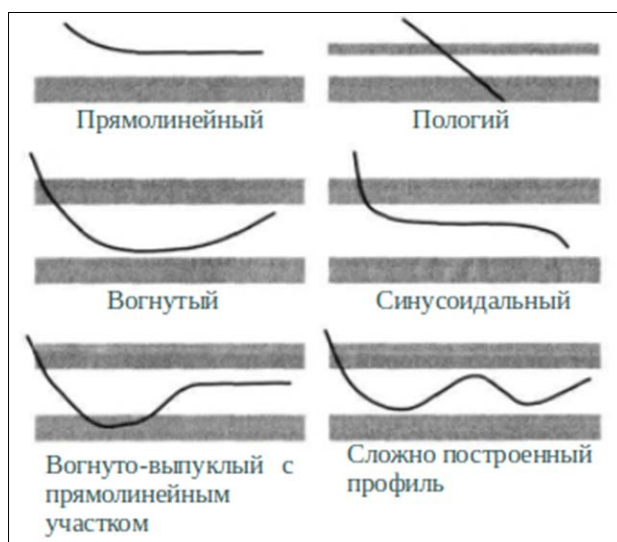


Рис. 1. Основные типы профилей горизонтальных участков стволов по пласту

Эти траектории определяются либо геологическими факторами разбуренного пласта, то есть анизотропией, углом падения пласта, либо ошибками и ограничениями используемых технологий бурения [22]. Так, например, когда вертикальная проницаемость пласта слишком мала или продуктивный пласт включает несколько тонких слоев, сложно построенный профиль становится более экономически привлекательным, так как уменьшает зависимость от вертикальной проницаемости. В случае пласта большой толщины волнообразные стволы скважин имеют большую площадь контакта с пластом и, следовательно, могут быть более эффективными, чем прямолинейные профили [11]. Что касается восходящей траектории, то она является наилучшей для того, чтобы избежать проблемы выноса воды из горизонтального ствола при его обводнении [15, 17, 23]. Чтобы гарантировать эти преимущества, приток к стволам скважин должен быть тщательно изучен при проектировании траекторий стволов скважин.

Пологий профиль был подробно изучен в [8, 24–26]. В данной работе рассмотрим приток газа к другим пяти профилям обсаженной и перфорированной скважины.

Изученные профили представлены на рисунке 2. Как видно из рисунка, проекции всех траекторий на ось X примерно одинаковы и расположены на отрезке от 0 до 500 м. Кроме того, они перфорированы в одинаковых ин-

тервалах $X = [(110, 160 \text{ м}), (200, 250 \text{ м}), (280, 330 \text{ м}), (370, 420 \text{ м}), (450, 490 \text{ м})]$, с одинаковой плотностью перфорации 2 отв/м.

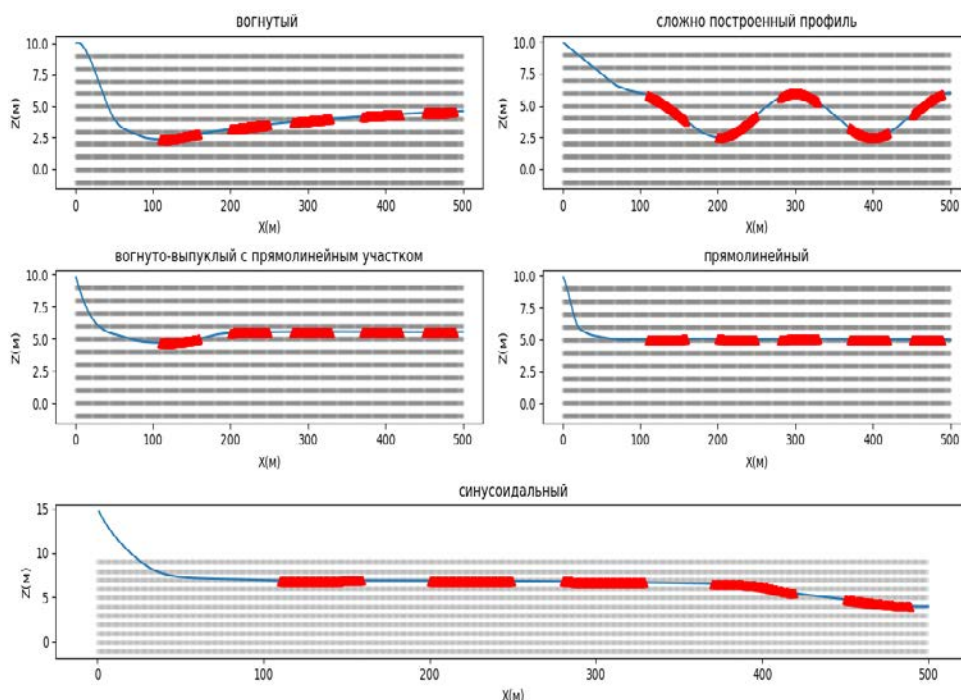


Рис. 2. Профили горизонтальных участков стволов и их интервалы перфорации

Методы исследования

Модель фильтрации газа к горизонтальному стволу

Скважина, работающая в бесконечном пласте с непроницаемыми кровлей и подошвой, представляется в виде набора перфорационных отверстий, каждый из которых моделируется точечным стоком. Процесс фильтрации жидкости (газа) в пористой среде к отдельному перфорационному отверстию, таким образом, описывается функцией мгновенного точечного источника в бесконечном пространстве [8]. Бесконечно отображая точечный сток с координатами (x_i, z_i) относительно кровли и подошвы пласта и интегрируя по времени, получим функцию точечного стока в бесконечном однородно-анизотропном пласте с непроницаемой кровлей и подошвой [8].

Суммируя действие всех N отверстий ствола и переходя от давления к функции Лейбензона для газа, получаем выражение для депрессии для функции Лейбензона в районе отверстия с номером j [8, 27]:

$$\Delta F_j = \sum_{i=1}^N \frac{m_i \mu}{8\pi^{3/2} K_h \chi_z^{0.5}} \int_0^t \frac{1}{t^{3/2}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left\{ \exp \left[\frac{-(x_j - x_i)^2}{4 \chi t} - \frac{(z_j - z_i + 2nh)^2}{4 \chi_z t} \right] + \exp \left[\frac{-(x_j - x_i)^2}{4 \chi t} - \frac{(z_j + z_i + 2nh)^2}{4 \chi_z t} \right] \right\} dt \quad (1)$$

$j = 1 \div N$

где $\Delta F_j = (F_{пл} - F_z)_j$ — депрессия для функции Лейбензона для j -го отверстия, кг·Па/м³; m_i — массовый дебит i -го отверстия, кг/с; μ — вязкость газа, Па·с; K_h — проницаемость по горизонтали, м²; χ — коэффициент пьезопроводности по направлениям x и y , м²/с; χ_z — коэффициент пьезопроводности по направлению z , м²/с; t — время, с; h — толщина пласта, м; n — число отображений; N — число перфорационных отверстий.

Распределение давления в горизонтальном стволе

В экспериментальном исследовании на перфорированной горизонтальной трубе [28] авторы показали сложность потока в горизонтальной скважине из-за двух эффектов. Во-первых, перфорация может увеличить шероховатость стенок трубы, следовательно, за счет этого увеличится падение давления. Во-вторых, поток из перфорационных отверстий в ствол скважины перпендикулярен транзитному потоку, и слияние притоков с транзитным потоком также приводит к дополнительным потерям давления.

Течение газа в перфорированном пологом и горизонтальном стволах было рассмотрено в работе [8] по аналогии со сборным трубопроводом [29]. В работе [8] были учтены эти два эффекта и была предложена следующая формула (2) с учетом развивающегося характера потока газа по перфорированному стволу.

$$P_i^2 e^{-bc} - P_{i+1}^2 = \frac{\lambda M_i^2 \bar{Z} \bar{R} T_i L}{S^2 D} \cdot \frac{1 - e^{-bc}}{b}. \quad (2)$$

Коэффициенты b и c определяются следующими формулами:

$$b = \frac{2g\Delta z}{\bar{Z} R T_i}, \quad (3)$$

$$c = 1 + \frac{D\alpha}{\lambda L} \ln \left(\frac{2g\Delta z + \lambda L \omega_2^2}{2g\Delta z + \lambda L \omega_1^2} \right), \quad (4)$$

где P — давление в трубопроводе в точке с координатами (x, z) , Па; T — температура потока в точке с координатами (x, z) , К; ω — скорость потока в точке с координатами (x, z) , м/с; λ — коэффициент гидравлического сопротивления, б/р; D — внутренний диаметр трубы, м; S — площадь поперечного сечения трубы, м²; α — коэффициент, учитывающий характер потока, для ламинарных потоков $\alpha = 2$, для турбулентных $\alpha = 1,1$, б/р; M_i — масса газа, проходящего в единицу времени через сечение площадью S после i -го отверстия, кг/с; $\bar{Z}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; $\bar{R}$ — универсальная газовая постоянная, Дж/(кг·К); Δz — разность отметок конечной и начальной точек рассматриваемого участка, м; L — длина рассматриваемого участка, м.

Применяя формулу (2) на участках с перфорационными отверстиями, где местное сопротивление зависит от массового расхода m_i , и на участках без отверстий, где гидравлическое сопротивление в стволе зависит от скорости потока газа по стволу, можно найти депрессию для функции Лейбензона в районе каждого отверстия. При расчетах траектория ствола в про-

дуктивном пласте будет описываться набором прямолинейных участков, как показано на рисунке 3.

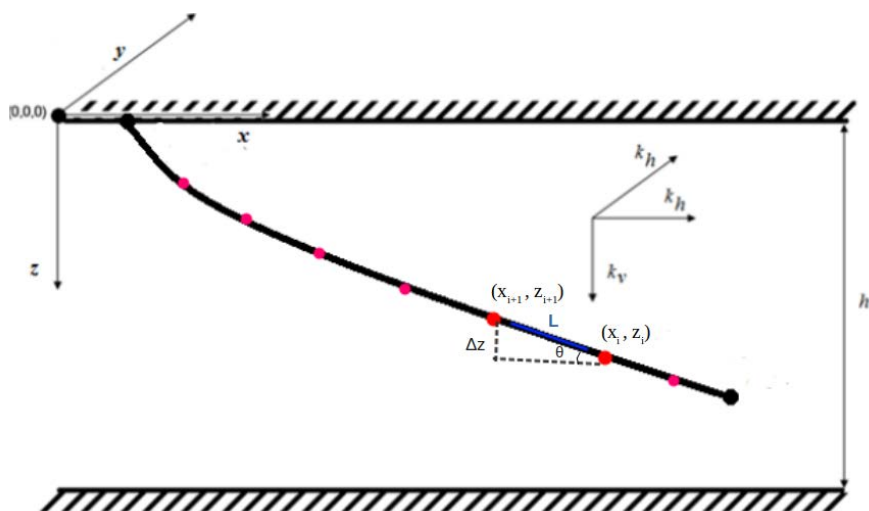


Рис. 3. Схема расположения скважины в пласте

Примем, что давление на уровне первого отверстия равно забойному давлению в начале ствола ($P_0 = P_3$).

Необходимо также учитывать местное сопротивление на поворот ствола по той причине, что, например, в случае сложно построенного профиля (см. рис. 2) ствол скважины и поток газа по стволу претерпевают поворот суммарно в 270° . Местное сопротивление на поворот очередного участка определяется по следующей формуле [9]:

$$\zeta_{\text{пов}} = 0,73 f_1(\gamma) f_2\left(\frac{R}{D}\right). \quad (5)$$

Радиус кривизны участка рассчитывается по формуле

$$R = \frac{L}{2 \sin(\theta)}, \quad (6)$$

$$f_1(\gamma) = 10^{-7} \gamma - 7 \cdot 10^{-5} \gamma^2 + 0,0179 \gamma - 0,0614, \quad (7)$$

$$f_2(R/D) = 0,3063 \left(\frac{R}{D}\right)^{-0,553}, \quad (8)$$

где R — радиус искривления, м; γ — угол поворота, $^\circ$; $\zeta_{\text{пов}}$ — потери напора на поворот, б/р; θ — угол рассматриваемого участка относительно горизонтальной оси x , $^\circ$.

Экспериментальная часть

Исходные данные, использованные для моделирования, представлены в таблице.

Исходные данные

Пластовое давление	12 МПа
Проницаемость по горизонтали	$100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Проницаемость по вертикали	$10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Пористость	0,12
Толщина	10 м
Вязкость	0,0001 Па·с
Внутренний диаметр	140 мм
Количество интервалов перфорации	5
Плотность перфорации	2 отв/м

Результаты и обсуждение

Система уравнений (1)–(2) с учетом (5)–(8) решается численно, методом итераций с заданием начального распределения массовых дебитов отверстий вдоль ствола. В результате определялись массовые дебиты отверстий, давление и скорость потока газа вдоль ствола. Были произведены расчеты двух вариантов: в первом случае дебиты всех стволов задавались одинаковыми, во втором случае одинаковой для всех стволов принималась депрессия.

Моделирование распределения потока газа при различных траекториях стволов и их одинаковом дебите

Дебит для всех траекторий принимался равным 0,5 млн м³/сут и рассчитывались распределение давления, массовые дебиты отверстий и скорость потока вдоль горизонтального ствола. Результаты расчета представлены на рисунке 4.

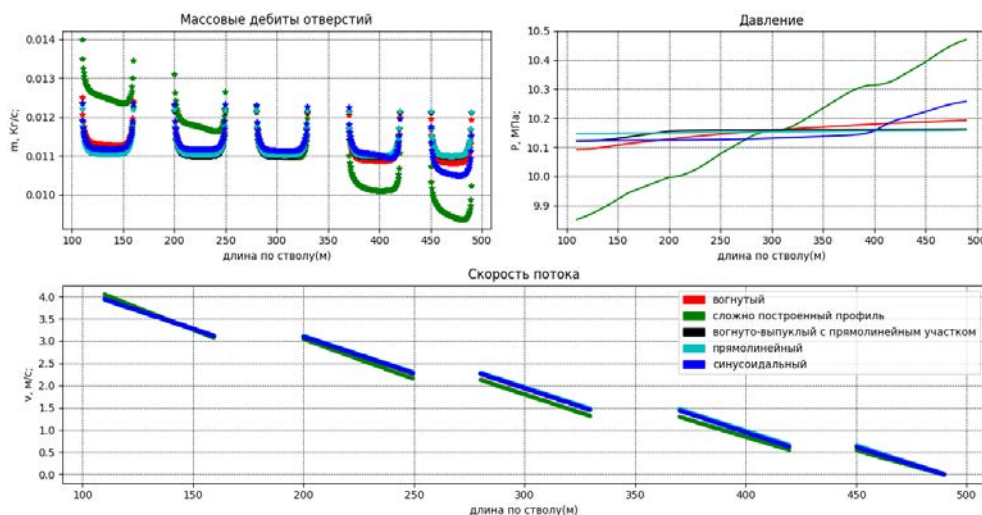


Рис. 4. Распределение параметров потока в скважине вдоль ствола (при одинаковых дебитах для всех траекторий стволов)

Из результатов расчета (см. рис. 4) видно, что скважина со сложной траекторией отличается от других, прежде всего, распределением давления со значительными потерями давления между началом и концом ствола, что связано с изменением направления траектории и в результате дополни-

тельными фильтрационными сопротивлениями. Для других траекторий наблюдается некоторое отклонение профиля давления по отношению к прямолинейной траектории, где давление практически постоянно.

Итак, из графика распределения массового расхода вдоль ствола на рисунке 4 видно, что для всех траекторий работа интервалов перфорации представлена в виде параболы, то есть перфорационные отверстия на концах каждого интервала работают лучше, чем в середине интервала, что объясняется эффектом интерференции между перфорационными отверстиями интервала.

Этот график также позволяет увидеть влияние типа траектории на работу скважины и проанализировать работу различных интервалов перфорации. Таким образом, все траектории имеют более или менее одинаковое распределение массового потока, за исключением случая ствола со сложной траекторией. Начало ствола работает интенсивно, а конец ствола работает слабо. Это связано с тем, что в начале ствола депрессия высокая, а в конце ствола низкая по причине высоких фильтрационных сопротивлений в стволе подобной траектории.

Моделирование распределения потока газа по различным траекториям ствола при одинаковом забойном давлении

Теперь зададим в начале горизонтального ствола забойное давление одинаковым для всех траекторий стволов и рассчитаем параметры потока, как это было сделано в первой части. Результаты расчета представлены на рисунке 5.

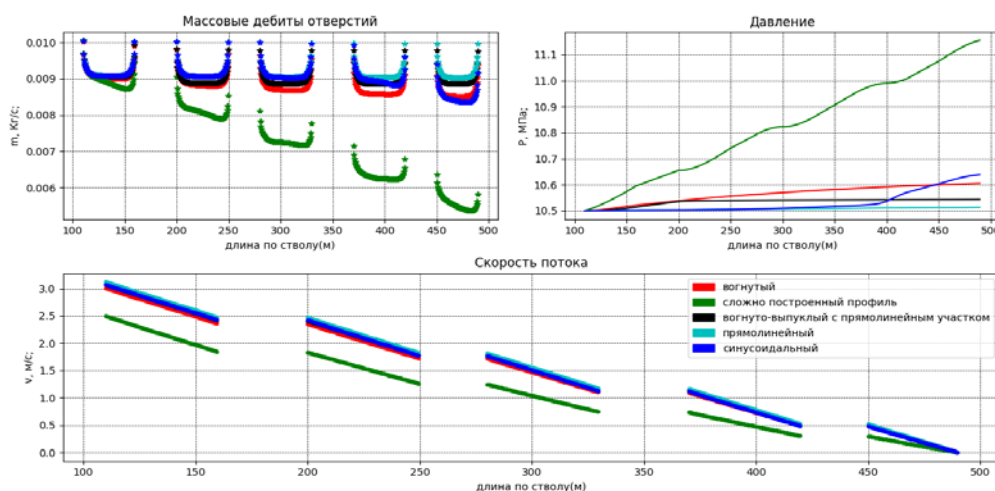


Рис. 5. Распределение параметров потока в скважине вдоль ствола (постоянное давление в начале всех траекторий стволов)

Как видно из на графике распределения давления (см. рис. 5), все траектории имеют одинаковое забойное давление в начале ствола (10,5 МПа), то есть депрессия составляет 1,5 МПа.

Таким образом, распределение давления снова показывает значительные потери давления в стволе сложной траектории, по сравнению

с другими траекториями. Но оно также показывает соотношение перепада давления между началом и концом ствола (превышает 0,7 МПа), и депрессии на пласт, которое в данном случае составляет порядка 0,5 (1,5 МПа/0,75 МПа = 0,5), что позволяет утверждать, что потерями давления в данном случае пренебрегать нельзя.

Из графика распределения массового потока (см. рис. 5) можно увидеть, как разница между распределениями давления, обусловленная типом траектории, влияет на работу различных интервалов перфорации, особенно в случае сложной траектории, где массовый поток перфорации значительно уменьшается от одного интервала к другому, до последнего интервала, где массовый поток перфорации составляет только 50 % по сравнению с другими траекториями.

Выводы

- Результаты моделирования, представленные в данном исследовании, подтвердили взаимосвязь между траекторией ствола скважины, дебитом и падением давления вдоль ствола скважины, а также показали влияние типа траектории на распределение и интенсивность притока газа к скважине.

- Тип траектории горизонтального ствола может влиять на интенсивность притока газа и, следовательно, на продуктивность скважины. Кроме того, пренебрежение потерями давления при сложных траекториях стволов по пласту может привести к значительным погрешностям в прогнозировании дебита газа и скорости его движения по стволу, а значит и в расчетах по обоснованию режима работы скважины.

Библиографический список

1. Борисов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю. П. Борисов, В. П. Пилатовский, В. П. Табаков. – Москва : Недра, 1964. – 154 с. – Текст : непосредственный.
2. Joshi, S. D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells (includes associated papers 24547 and 25308) / S. D. Joshi. – DOI 10.2118/15375-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 40, Issue 06. – P. 729–739.
3. Babu, D. K. Productivity of a Horizontal Well / D. K. Babu, A. S. Odeh. – DOI 10.2118/18298-PA. – Direct text // SPE Reservoir Engineering. – 1989. – Vol. 4, Issue 4. – P. 417–421.
4. Comprehensive-Simulation of Horizontal-Well Performance / M. Economides, F. X. Deimbachor, C. W. Brand, Z. E. Heinemann. – DOI 10.2118/20717-PA. – Direct text // SPE Formation Evaluation. – 1991. – Т. 6, № 4. – С. 418–426.
5. Furui, K. A Rigorous Formation Damage Skin Factor and Reservoir Inflow Model for a Horizontal Well / K. Furui, D. Zhu, A. D. Hill. – DOI 10.2118/84964-PA. – Direct text // SPE Production and Facilities. – 2003. – Т. 18, № 03. – С. 151–157.
6. Алиев, З. С. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин / З. С. Алиев, Л. В. Самуйлова, Д. А. Мараков ; Национальный исследовательский университет – РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва : МАКС Пресс, 2011. – 216 с. – Текст : непосредственный.
7. Алиев, З. С. Интенсивность притока газа к горизонтальному стволу и ее влияние на длину горизонтального участка и на производительность скважины / З. С. Алиев, Д. А. Мараков. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое производство — основа научно-технического прогресса и экономической стабильности. Материалы конференции,

посвященной 35-летию Оренбургского филиала РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина / Под общей редакцией С. Г. Горшенина. – Оренбург : РГУ, 2020. – С. 303–317.

8. Сохошко, С. К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Сохошко Сергей Константинович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008. – 211 с. – Текст : непосредственный.

9. Колев, Ж. М. Разработка и исследование методов расчета продуктивности нефтяных скважин сложного профиля : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колев Жеко Митков ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2015. – 139 с. – Текст : непосредственный.

10. Модель работы многозабойной скважины с различными типами конструкции забоев при стационарном режиме / М. В. Двойников, Ж. М. Колев, Д. Д. Водорезов, А. В. Ошибков. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 130–133.

11. Kamkom, R. Modeling performance of horizontal, undulating, and multilateral wells : a dissertation / R. Kamkom ; Texas A&M University. – Texas, 2007. – 137 p. – Direct text.

12. Доманюк, Ф. Н. Стационарный приток жидкости к скважине с волнообразным профилем / Ф. Н. Доманюк. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 7. – С. 21–26.

13. Доманюк, Ф. Н. Моделирование продуктивности нефтяных скважин со сложной траекторией горизонтального ствола / Ф. Н. Доманюк. – Текст : непосредственный // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2011. – № 3 (264). – С. 37–47.

14. Сохошко, С. К. Приток к скважине со сложной траекторией ствола в слоистом пласте / С. К. Сохошко, Ж. М. Колев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 110–112.

15. Brito, R. Effect of Well Trajectory on Liquid Removal in Horizontal Gas Wells / R. Brito, E. Pereyra, C. Sarica. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26–28 September, Dubai, UAE. – 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/181423-MS>. – Published: September, 26, 2016.

16. Norris III, H. L. The Use of a Transient Multiphase Simulator to Predict and Suppress Flow Instabilities in a Horizontal Shale Oil Well / H. L. Norris III. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 8–10 October, San Antonio, Texas, USA. – 2012. – URL: <https://doi.org/10.2118/158500-MS>. – Published: October, 08, 2012

17. Quintero, L. Dynamics of Multiphase Flow Regimes in Toe-Up and Toe-Down Horizontal Wells / L. Quintero, M. Azari, F. Hamza. – Text : electronic // SPWLA 23rd Formation Evaluation Symposium of Japan, 11–12 October, Chiba, Japan. – 2017. – URL: <https://onepetro.org/SPWLAJFES/proceedings-abstract/JFES17/All-JFES17/SPWLA-JFES-2017-M/29201>. – Published: October, 11, 2017.

18. Malekzadeh, R. A Modelling Study of Severe Slugging in Wellbore / R. Malekzadeh, R. F. Mudde. – Text : electronic // North Africa Technical Conference and Exhibition, 20–22 February, Cairo, Egypt. – 2012. – URL: <https://doi.org/10.2118/150364-MS>. – Published: February, 20, 2012.

19. Hill, A. D. The Relative Importance of Wellbore Pressure Drop and Formation Damage in Horizontal Wells / A. D. Hill, D. Zhu. – DOI 10.2118/100207-PA. – Direct text // SPE Production and Operations. – 2008. – Vol. 23, Issue 02. – P. 232–240.

20. Impact of Completion Design on Unconventional Horizontal Well Performance / R. Yalavarthi, R. Jayakumar, C. Nyaaba, R. Rai. – Text : electronic // SPE Unconventional Resources Technology Conference, 12–14 August, Denver, Colorado, USA. – 2013. – URL: <https://doi.org/10.1190/urtec2013-134>. – Published: September, 26, 2013.

21. Тагиров, К. М. Эксплуатация горизонтальных газовых скважин : учебное пособие / К. М. Тагиров, Т. А. Гунькина, А. В. Хандзель ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь : СКФУ, 2017. – 150 с. – Текст : непосредственный.

22. Actual wellbore tortuosity evaluation using a new quasi-three-dimensional approach / J. Jing, W. Ye, C. Cao, X. Ran. – Text : electronic // Petroleum. – 2021. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.03.008>. – Published: April, 14, 2021.

23. Browning, S. Effects of Toe-Up Vs Toe-Down Wellbore Trajectories on Production Performance in the Cana Woodford / S. Browning, R. Jayakumar. – Text : electronic // Unconventional Resources Technology Conference, 1–3 August, San Antonio, Texas, USA. – 2016. – URL: <https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2461175>. – Published: August, 03, 2016.
24. 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.
25. Сохошко, С. К. Приток к пологой газовой скважине с боковым стволом в полосообразном пласте / С. К. Сохошко. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2008. – № 3. – С. 45–46.
26. Сохошко, С. К. Моделирование работы пологого ствола газовой скважины с песчаной пробкой на забое / С. К. Сохошко, А. И. Мамчистова, А. А. Хакимов. – Текст : непосредственный // Нефть и газ Западной Сибири. – 2013. – С. 195–198.
27. Al Rbeawi S. Effect of the Number and Length of Zonal Isolations on Pressure Behavior of Horizontal Wells / S. Al Rbeawi, D. Tiab. – Text : electronic // SPE Production and Operations Symposium, 27–29 March, Oklahoma, USA. – 2011. – URL : <https://doi.org/10.2118/142177-MS>. – Published: March, 27, 2011.
28. The Experimental and Model Study on Variable Mass Flow for Horizontal Wells With Perforated Completion / W. Jianguang, L. Xuesong, L. Xuemei, M. Yuanyuan. – DOI 10.1115/1.4037026. – Text : electronic // ASME. Journal of Energy Resources Technology. – 2017. – Vol. 139, Issue 6. – URL: <https://doi.org/10.1115/1.4037026>. – Published: July, 17, 2017.
29. Бобровский, С. А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, М. А. Гусейн-Заде. – Москва : Наука, 1972. – 192 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Borisov, Yu. P., Pilatovskiy, V. P., & Tabakov, V. P. (1964). Razrabotka neftnyanykh mestorozhdeniy gorizontal'nymi i mnogozaboynymi skvazhinami. Moscow, Nedra Publ., 154 p., (In Russian).
2. Joshi, S. D. (1988). Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells (includes associated papers 24547 and 25308). Journal of Petroleum Technology, 40(06), pp. 729-739. (In English). DOI: 10.2118/15375-PA
3. Babu, D., & Odeh, A. S. (1989). Productivity of a Horizontal Well. SPE Reservoir Engineering, 4(4), pp. 417-421. (In English). DOI: 10.2118/18298-pa
4. Economides, M., Deimbachor, F. X., Brand, C. W., & Heinemann, Z. E. (1991). Comprehensive-Simulation of Horizontal-Well Performance. SPE Formation Evaluation, 6(4), pp. 418-426. (In English). DOI: 10.2118/20717-pa
5. Furui, K., Zhu, D., & Hill, A. (2003). A Rigorous Formation Damage Skin Factor and Reservoir Inflow Model for a Horizontal Well. SPE Production & Facilities, 18(03), pp. 151-157. (In English). DOI: 10.2118/84964-pa
6. Aliyev, Z. S., Samuylova, L. V. & Marakov, D. A. (2011). Natural gas reservoirs and wells test analysis. Moscow, MAKS Press Publ., 216 p. (In Russian).
7. Aliyev, Z. S., & Marakov, D. A. (2020). Intensivnost' pritoka gaza k gorizontal'nomu stволу i ee vliyaniye na dlinu gorizontal'nogo uchastka i na proizvoditel'nost' skvazhiny. Neftgazovoe proizvodstvo - osnova nauchno-tehnicheskogo progressa i ekonomicheskoy stabil'nosti. Materialy konferentsii, posvyashchennoy 35-letiyu Orenburgskogo filiala RGU nefti i gaza (NIU) imeni I. M. Gubkina. Orenbug, pp. 303-317. (In Russian).
8. Sokhoshko, S. K. (2008). Razvitie teorii fil'tratsii k pologim i gorizontal'nym gazovym i neftyanym skvazhinam i ee primeneniye dlya resheniya prikladnykh zadach. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 211 p. (In Russian).
9. Kolev, Zh. M. (2015). Razrabotka i issledovanie metodov rascheta produktivnosti neftnyanykh skvazhin slozhnogo profilya. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 139 p. (In Russian).

10. Dvoynikov, M. V., Kolev, Zh. M., Vodoretsov, D. D., & Oshibkov, A. V. (2014). Numerical model of multilateral well performance during steady flow regime considering different types of completion. *Oil Industry*, (11), pp. 130-133. (In Russian).
11. Kamkom, R. (2007). Modeling performance of horizontal, undulating, and multilateral wells: a dissertation. Texas, Texas A&M University Publ., 137 p. (In English).
12. Domanyuk, F. H. (2011). Steady-state liquid flow towards an undulating well. *Oilfield engineering*, (7), pp. 21-26. (In Russian).
13. Domanyuk, F. N. (2011). Modeling productivity of oil wells with complex trajectories of horizontal trunk. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, (3(264)), pp. 37-47. (In Russian).
14. Sokhoshko, S. K., & Kolev, Zh. M. (2014). Oil inflow to a well with complicated wellbore trajectory in layered reservoir. *Oil Industry*, (10), pp. 110-112. (In Russian).
15. Brito, R., Pereyra, E., & Sarica, C. (2016). Effect of Well Trajectory on Liquid Removal in Horizontal Gas Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dubai, UAE, September, 26-28, 2016. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/181423-MS>
16. Norris III, H. L. (2012). The use of a transient multiphase simulator to predict and suppress flow instabilities in a horizontal shale oil well. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. San Antonio, Texas, USA, October, 8-10, 2012. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/158500-MS>
17. Quintero, L., Azari, M., & Hamza, F. (2017). Dynamics of Multiphase Flow Regimes in Toe-Up and Toe-Down Horizontal Wells. *SPWLA 23rd Formation Evaluation Symposium of Japan*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. Chiba, Japan, October 11-12, 2017. (In English). Available at: <https://onepetro.org/SPWLAJFES/proceedings-abstract/JFES17/All-JFES17/SPWLA-JFES-2017-M/29201>
18. Malekzadeh, R., & Mudde, R. F. (2012). A Modelling Study of Severe Slugging in Wellbore. *North Africa Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. Cairo, Egypt. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/150364-MS>
19. Hill, A. D., & Zhu, D. (2008). The Relative Importance of Wellbore Pressure Drop and Formation Damage in Horizontal Wells. *SPE Production & Operations*, 23(02), pp. 232-240. (In English). DOI: 10.2118/100207-PA
20. Yalavarthi, R., Jayakumar, R., Nyaaba, C., & Rai, R. (2013). Impact of Completion Design on Unconventional Horizontal Well Performance. *Unconventional Resources Technology Conference*. Society of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers. Denver, Colorado, USA, August, 12-14, 2013. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1190/urtec2013-134>
21. Tagirov, K. M., Gun'kina, T. A., & Khandzel', A. V. (2017). *Ekspluatatsiya gorizontal'nykh gazovykh skvazhin*. Stavropol, North-Caucasus Federal University Publ., 150 p. (In Russian).
22. Jing, J., Ye, W., Cao, C., & Ran, X. (2021). Actual wellbore tortuosity evaluation using a new quasi-three-dimensional approach. *Petroleum*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.03.008>
23. Browning, S., & Jayakumar, R. (2016). Effects of Toe-Up Vs Toe-Down Wellbore Trajectories on Production Performance in the Cana Woodford. *Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio, USA, August, 1-3, 2016. (In English). Available at: <https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2461175>
24. Sokhoshko, S. K. (2016). Profile of the inflow to a sloping gas well bore in the stationary mode. *Oil Field Engineering*, (5), pp. 26-29. (In Russian).
25. Sokhoshko, S. K. (2008). Pritok k pologoy gazovoy skvazhine s bokovym stvolom v polosobraznom plaste. *Neft. Gas. Novacii*, (3), pp. 45-46. (In Russian).
26. Sokhoshko, S. K., Mamchistova, A. I., Khakimov, A. A., & Gurbanov, I. I. (2013). Modelirovanie raboty pologogo stvola gazovoy skvazhiny s peschanoy probkoy na zaboe. *Neft' i Gaz Zapadnoy Sibiri*, pp. 195-198. (In Russian).

27. Al Rbeawi, S., & Tiab, D. (2011). Effect of the Number and Length of Zonal Isolations on Pressure Behavior of Horizontal Wells. SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma, USA, March, 27-29, 2011. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/142177-MS>
28. Jianguang, W., Xuesong, L., Xuemei, L., & Yuanyuan, M. (2017). The Experimental and Model Study on Variable Mass Flow for Horizontal Wells With Perforated Completion. ASME. Journal of Energy Resources Technology, 139(6). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1115/1.4037026>
29. Bobrovskiy, S. A., Shcherbakov, S. G., & Guseyn-Zade, M. A. (1972). Dvizhenie gaza v gazoprovodakh s putevym otborom. Moscow, Nauka Publ., 192 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Information about the authors

Сохошко Сергей Константинович, *д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*, e-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru

Sergey K. Sokhoshko, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen*, e-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru

Мадани Салах, *аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Salah Madani, *Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen*

**Исследование методов расчета объема метана, растворенного
в пластовой воде**

О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: leontevsa@tyuiu.ru*

Аннотация. Существующие технологии добычи газа ограничивают газоотдачу на уровне 85 %. Поэтому актуально внедрение технологий, позволяющих максимально увеличить объем добычи и интенсифицировать приток, для их выбора важна достоверная оценка остаточных запасов газа, так как при значительном объеме водоносного бассейна газовых месторождений объем растворенного газа может составлять до 10 % от общих запасов залежи, что, безусловно, должно учитываться при проектировании применения технологий увеличения газоотдачи.

При растворении углеводородных газов в пластовых водах основным компонентом является метан. В этой связи представляют интерес исследование методов, позволяющих определить объем углеводородных газов, растворяющихся в минерализованной воде, что позволит определить суммарные запасы такого газа. Авторами исследованы существующие методы расчета количества метана, растворенного в пластовой воде, дана количественная оценка объемов растворенного в воде газа.

Ключевые слова: газоотдача; методика расчета растворимости газа в воде; поправочные коэффициенты; фазовые равновесия

**An investigation of methods for calculating the volume of methane dissolved
in reservoir water**

Oleg V. Fominykh, Sergey A. Leontiev*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: leontevsa@tyuiu.ru*

Abstract. Existing gas production technologies limit gas recovery at the level of 85 %. Therefore, it is important to introduce technologies that make it possible to maximize the volume of production and intensify the inflow; for their selection it is important to have a reliable estimate of the residual gas reserves, since with a significant volume of the aquifer of gas fields, the volume of dissolved gas can be up to 10 % of the total reserves of the reservoir, which should be taken into account when designing the application of technologies to increase gas recovery.

The main hydrocarbon dissolving in reservoir water is methane. In this regard, it is of interest to study methods that make it possible to determine the volume of hydrocarbon gases dissolved in saline water, which will make it possible to determine the total reserves of such gas. We investigated the existing methods for calculating the amount of methane dissolved in reservoir water, and gave a quantitative assessment of the volume of gas dissolved in water.

Key words: gas output; calculation method of gas solubility in water; correction coefficients; phase equilibria

Введение

Энергетической стратегией России на период до 2030 года предусмотрена необходимость увеличить годовую добычу газа до 940 млрд м³. Известно, что в настоящее время большая часть газа добывается из сеноманских залежей месторождений Западной Сибири, которые к настоящему времени выработаны более чем на 75 % [1]. Существующие технологии добычи, предусматривающие в том числе использование различных известных технологий интенсификации притока и повышения коэффициента извлечения газа, не позволяют обеспечить газоотдачу более 85 % [2]. Разработка новых или совершенствование существующих технологий воздействия на пласт или прискважинную зону пласта с целью интенсификации притока или повышения газоотдачи невозможны без достоверной оценки остаточных запасов, так как кроме технологического аспекта обеспечения максимальной величины коэффициента извлечения газа крайне важно обеспечить экономическую эффективность применения новых технологий.

Факт растворения углеводородных газов в пластовых водах широко известен, а результаты исследований этого процесса приведены в открытых источниках. Например, в работах авторов [3, 4] на примере нефтяных залежей, находящихся на поздней стадии разработки, для которой характерна значительная обводненность добываемой продукции, показано, что объем добываемого газа на единицу объема жидкости превышает аналогичные значения на более ранних стадиях разработки. Исследование этого фактора, а также доказательство, что увеличение фактического газового фактора добываемой продукции связано с выделением газа из пластовой воды, приведены в работах [5, 6]. В работах исследователей [7, 8] было показано, что основным углеводородом, растворяющимся в пластовой минерализованной воде, является метан. Таким образом, для решения задачи определения суммарных запасов газа, растворенного в пластовой воде, представляет интерес исследование методов, направленных на определение растворимости углеводородных газов в воде в зависимости от термобарических условий и ее минерализации.

Объект и методы исследования

В работе исследованы методы количественной оценки растворимости метана в пластовой минерализованной воде, так как многими исследователями отмечен факт выделения углеводородных газов из пластовых вод и в промысловых условиях, а также при разработке месторождений (увеличение промыслового газового фактора), что может оказать значительное влияние на процессы разработки месторождений [9]. Результаты схожих исследований и теоретические основы, используемые для расчета фазовых равновесий в системе «газ — вода», представлены в работах ряда исследователей, среди которых следует особо отметить труды Ю. С. Шилова, А. Ю. Намиота, В. И. Ларина, В. П. Филиппова [10,11].

Для определения растворимости углеводородов в пластовых водах выполнено сравнение методов, представленных в трудах отечественных и зарубежных специалистов. Первый метод [12] предполагает применение констант фазового равновесия, которые показывают распределение компонентов между жидкой и газовой фазой. Вторая методика эмпирическая, получена

зарубежными учеными на основании результатов лабораторных исследований и позволяет учитывать минерализацию пластовой воды.

Результаты

Известно, что распределение долей компонента между паровой и жидкой фазой при их термодинамическом равновесии зависит от температуры и давления в системе, поэтому используемый далее термин «константа фазового равновесия» можно назвать условным. В некоторых исследованиях этот же термин может называться «коэффициент распределения» [9]. Отметим, что оба термина несут одинаковую смысловую нагрузку и показывают отношение мольной доли рассматриваемого компонента в газовой фазе к мольной доле этого же компонента в жидкости. В настоящее время для определения констант фазового равновесия широко используют уравнения состояния.

Из опубликованных данных [4] известно, что массообмен между выделившимся углеводородным газом и пластовой водой осуществлялся с постепенным уменьшением давления в PVT-колбе при постоянной температуре без изменения минерализации воды. В ходе проведенных экспериментов было отмечено снижение концентрации метана в газовой фазе. Известны и другие результаты, например, в работе [5] в PVT-колбе моделировалось увеличение обводненности скважинной продукции при постоянных значениях давления, температуры и минерализации. Авторами этого исследования анализировался состав газа. В результате исследований было отмечено, что содержание метана в газе, который выделился из пластовой воды, больше, чем в газе, который был выделен из нефти. Это явление объяснялось тем, что в результате моделирования процесса диффузионного массообмена на растворимость газовых компонентов в минерализованной воде влияет концентрация неорганических солей. В результате обработки результатов лабораторных исследований было получено, что при увеличении контактирующего объема воды и времени контакта воды и нефти концентрация легких углеводородных компонентов в пластовой нефти снижается. Это объясняется значительной величиной давления насыщенных паров легких углеводородных компонентов и, соответственно, их нахождением в газообразном виде при значительном давлении в системе, и, как следствие, возможностью растворения в воде, как для любого абсорбционного процесса.

Из практики разработки нефтяных залежей известно, что в большинстве случаев из-за более высокой фазовой проницаемости пласта по воде происходит ее опережающее относительно нефти движение. Этот процесс приводит к увеличению кратности контакта воды и нефти и увеличению объема такого контакта. В результате концентрация легких углеводородных компонентов в нефти сокращается, что приводит к увеличению вязкости нефти, одновременно с этим наблюдается процесс возрастания газового фактора. Таким образом, лабораторными и промысловыми данными были определены количественные показатели растворения углеводородных газов в воде, при этом массообмен и переход компонентов происходил в системе «нефть — вода».

В рассматриваемом в статье случае и применительно к проблематике повышения газоотдачи газовых месторождений интересно оценить объем газа, который в пластовых условиях находился в свободном (газообразном) состоянии и растворялся в пластовой воде. Для этого существуют различные аналитические методы определения содержания углеводородных газов в пластовых водах, например, с использованием для этого констант фазового равновесия. При использовании для расчета содержания метана в воде метода, изложенного в работе [9], например, при давлении в 7,5 МПа и известной минерализации пластовой воды необходимо рассчитать величину константы фазового равновесия по формуле (1)

$$K^*_{CH_4} = K_i \cdot 10^{k_i n}, \quad (1)$$

где K_i — константа фазового равновесия при заданных термобарических условиях (для расчетов для метана принимаем 575); k_i — коэффициент Сеченова для рассматриваемого углеводорода при заданных величинах давления и температуры (для расчетов для метана принимаем 0,135); n — степень минерализации воды, в которой растворен газ (для расчетов принято 0,5).

$$K^*_{CH_4} = 575 \cdot 10^{0,5 \cdot 0,135} = 671,689.$$

На следующем этапе вычислений определяется содержание растворенных в пластовой воде компонентов газа в см^3 (при нормальных условиях) на 1 г чистой воды с использованием следующей зависимости:

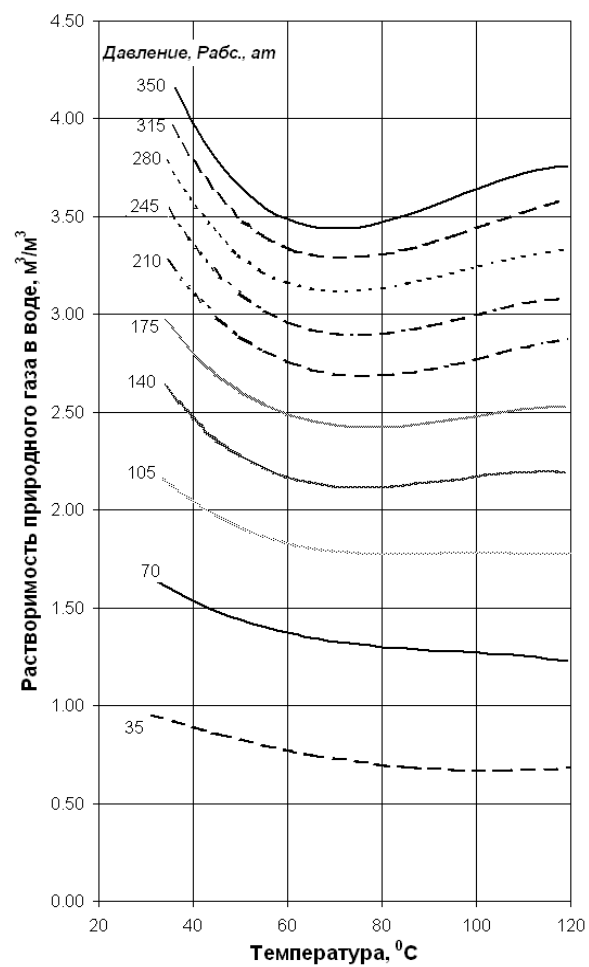
$$N_i^* = 0,804 \cdot 10^{-3} b_i^*, \quad (2)$$

где $b^*_{CH_4} = 0,483971/0,804 = 0,601954$.

Как было отмечено выше и подтверждено другими исследователями [13], растворимость углеводородных газов в пресной воде зависит от температуры и давления. Численно оценить растворимость можно с использованием графика, представленного на рисунке. Известно, что минерализация воды снижает растворимость в ней углеводородных газов, поэтому растворимость газа минерализованной, например, пластовой воде, будет меньше при равных термобарических условиях. Для учета влияния минерализации пластовой воды на растворимость в ней углеводородных газов С. Р. Додсоном построен график, представленный на рисунке (б), позволяющий внести соответствующие поправки в значения растворимости газа в пресной воде. Используя данные, представленные в работе С. Р. Додсона, П. Дж. Джонсом [14] предложена эмпирическая зависимость

$$\text{Гв.пл.} = \text{Гв.пр.}(1 - X \cdot Y), \quad (3)$$

где Гв.пл. — растворимость природного газа в пластовой воде в $\text{м}^3/\text{м}^3$; Гв.пр. — растворимость природного газа в пресной воде в $\text{м}^3/\text{м}^3$; X — поправочный коэффициент, учитывающий минерализацию воды; Y — степень минерализации воды в $\%_{\text{масс.}}$.



а)



б)

Рисунок. Растворимость природного газа в воде (по С. Р. Додсону и М. Б. Стендингу):
а) в пресной воде; б) с поправкой на минерализацию пластовой воды

Поправочный коэффициент X , используемый в выражении (3), зависит от температуры воды, его величины были рассчитаны и представлены в таблице.

Зависимость поправочного коэффициента X от температуры

Температура, °С	37,8	65,5	93,3	121,1
Поправочный коэффициент	0,074	0,050	0,044	0,033

В соответствии с этими данными пластовая вода с минерализацией 5 % при давлении 35,0 МПа и температуре 93,3 °С должна содержать природного газа на 25 % меньше, чем при тех же условиях пресная вода [15].

Проведем расчет объема газа, растворенного в воде при условиях, рассмотренных в примере выше. Для расчетов принята минерализация пластовой воды, равная 5 %. Для этого случая определим растворимость газа в воде с использованием рисунка. Получим, что для пресной воды растворимость метана составит 0,8 м³/м³. Далее, с применением выражения (3) и поправочного коэффициента из таблицы в найденную величину внесена поправка, учитывающая минерализацию воды. Поправочный коэффициент при температуре воды 37,8 °С равен 0,074. Подставим значение этого коэффициента в уравнение (3) и получим

$$\Gamma_{\text{в.пл.}} = \Gamma_{\text{в.пр}} (1 - X \cdot Y) = 0,8 (1 - 0,074 \cdot 5) = 0,8 (1 - 0,37) = 0,504 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Таким образом, существующие методики позволяют выполнить расчет объема газа, растворяющегося в пластовой воде, который, очевидно, будет выделяться при снижении пластового давления [16]. Этот фактор в настоящее время не учитывается в действующих регламентирующих документах¹ по подсчету запасов углеводородов [15], однако влияние факта дегазации пластовой воды на разработку месторождений, в том числе и нефтяных доказанный [17] и активно изучаемый процесс [18].

Для оценки объема газа, который может быть растворен в водоносном бассейне газовых месторождений, проведем небольшие расчеты, например, для сеноманской газовой залежи Медвежьего месторождения. Из открытых источников известно, что площадь газоносности составляет свыше 2 100 км² при средней мощности сеноманской газовой залежи в 270 метров и средней толщине продуктивного пласта в 100 метров. При этом объем водоносного бассейна составляет порядка 350 трлн м³. Известно, что газ растворен не во всем объеме водоносного бассейна, а приурочен в основном к переходной зоне. Для определения толщины переходной зоны необходимо выполнение комплекса отдельных самостоятельных исследований, поскольку в настоящее время в открытых источниках не представлено достоверной и простой к применению методики. Однако если условно ограничить толщину переходной зоны, например, в 10 метров и принять растворимость метана в 0,6 м³/м³, то объем газа, который растворен в переходной зоне и выделяется из воды, может составить до 10 % от общих запасов залежи, что, безусловно, должно учитываться при проектировании применения технологий увеличения газоотдачи [19].

¹ Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов полезных ископаемых компонентов. – М.: ФГУ «ГКЗ», 2007. – 15 с.

Выводы

Известные для системы «нефть — вода» процессы перехода (растворения) углеводородов из нефти в воду были оценены по результатам лабораторных исследований. Схожий механизм характерен и для газовых залежей, где свободный газ находится в контакте и термодинамическом равновесии с пластовой водой. Для количественной оценки объема газа, который растворен в пластовой воде при заданных термобарических условиях и минерализации, существуют различные методики. В статье представлены результаты сравнения двух методов, рассчитаны объемы газа, растворенного в воде. Выполненная количественная оценка подтверждает необходимость учета фактора дегазации пластовой воды при выборе технологий увеличения газоотдачи.

Библиографический список

1. К вопросу повышения производительности газовых скважин, вскрывших слабогазонасыщенную часть сеноманского продуктивного комплекса / Ю. В. Ваганов, А. К. Ягафаров, В. А. Парфирьев, М. М. Мансурова. — Текст : непосредственный // Научный журнал российского газового общества. — 2019. — № 2 (21). — С. 5–10.
2. 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.
3. Обоснование методов исследования глубинных проб нефти из залежей с газовой шапкой на примере Пяяхинского месторождения / В. Н. Мороз, О. С. Краснящих, А. М. Мулюков [и др.]. — DOI 10.33285/0207-2351-2021-8(632)-16-21. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 2021. — № 8 (632). — С. 16–21.
4. О результатах лабораторного моделирования процессов взаимодействия пластового флюида с закачиваемой водой в условиях, имитирующих интенсивный отбор жидкости из пласта / А. Е. Бортников, К. Е. Кордик, В. Н. Мороз [и др.]. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 2. — С. 66–69.
5. Гульятеева, Н. А. Массообмен в системе «нефть — газ — вода» и его влияние на добычу нефтяного газа / Н. А. Гульятеева, Э. Н. Тошев. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 10. — С. 100–103.
6. Гульятеева, Н. А. Влияние количества газа, растворенного в пластовой воде, на распределение объемов составляющих добываемой продукции скважин / Н. А. Гульятеева, В. В. Крикунов. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 8. — С. 40–43.
7. Влияние закачиваемой воды на параметры пластовой нефти / И. М. Амерханов, Г. А. Рейм, С. Т. Гребнева, М. Р. Катаева. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 1976. — № 6. — С. 16–18.
8. Намиот, А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти / А. Ю. Намиот. — Москва : Недра, 1976. — 183 с. — Текст : непосредственный.
9. Шилов, Ю. С. Ресурсы водорастворенных газов России / Ю. С. Шилов. — Москва : Недра. — 1995. — 48 с. — Текст : непосредственный.
10. Ларин, В. И. Геология нефти и газа / В. И. Ларин, В. П. Филиппов. — Москва : ГАНГ, 1997. — 176 с. — Текст : непосредственный.
11. Девяткова, Ю. С. Методика расчета запасов газа, растворенного в водоносном бассейне / Ю. С. Девяткова, О. В. Фоминых. — Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. — 2012. — № 5. — С. 21–22.
12. Фоминых, О. В. Исследование фазовых равновесий углеводородов и разработка метода их расчета для решения задач эксплуатации нефтяных месторождений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Фоминых Олег Валентинович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. — Тюмень, 2011. — 107 с. — Текст : непосредственный.

13. Dodson, C. R. Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural-Gas-Water Mixtures / C. R. Dodson, M. B. Standing. – Text : electronic // Drilling and Products Practice. – 1944. – URL: <https://onepetro.org/APIDPP/proceedings-abstract/API44/All-API44/API-44-173/52141>. – Published: January, 01, 1944.
14. Jones, P. J. Petroleum Production / P. J. Jones. – New York : Reinhold Publishing Corp. – Vol. 1. – 1946. – P. 37. – Direct text.
15. Гультияева, Н. А. Исследование причин поступления газа в добывающие нефтяные скважины и разработки методов идентификации его источников : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Гультияева Наталья Анатольевна. – Тюмень, 2015. – 124 с. – Текст : непосредственный.
16. Кордик, К. Е. Исследование закономерностей изменения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кордик Кирилл Евгеньевич. – Уфа, 2019. – 191 с. – Текст : непосредственный.
17. Шейх-Али, Д. М. Методика определения остаточных ресурсов газа в процессе разработки нефтяных месторождений / Д. М. Шейх-Али, Э. М. Юлбарисов, М. Д. Валеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 32–33.
18. О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» / К. Е. Кордик, В. В. Шкандратов, А. Е. Бортников, С. А. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 54–57.
19. 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.

References

1. Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., Parfiriev, V. A., & Mansurova, M. M. (2019). Revisiting the increasing productivity of gas wells, that penetrate an undersaturated part of the Cenomanian productive complex. Scientific journal of Russian gas society, 2(21), pp. 5-10. (In Russian).
2. Kolmakov, A. V., Krotov, P. S. & Kononov, A. V. (2012). Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhey nizkonapornogo gaza. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).
3. Moroz, V. N., Krasnyashchikh, O. S., Mulyukov, A. M., Leontiev, S. A., Fominykh, O. V., & Strelnikov, D. A. (2021). Substantiation of methods of investigation of deep samples of oil from deposits with gas cap by example of Pyakyakhinsky deposit. Oilfield Engineering, (8(632)), pp. 16-21. (In Russian).
4. Bortnikov, A. E., Kordiak, K. E., Moroz, V. N., Leontev, S. A., & Valeev, M. D. (2015). Results of laboratory modeling of formation fluid interaction with the injected water in conditions simulating liquid intensive discharge out of a formation. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, (2), pp. 66-69. (In Russian).
5. Gultyayeva, N. A. & Toshev, E. N. (2013). Mass exchange in the oil-gas-water and its effect on the production of associated gas. Oil Industry, (10), pp. 100-103. (In Russian).
6. Gultyayeva, N. A. & Krikunov, V. V. (2012). The influence of the amount of gas dissolved in reservoir water on the distribution of the volumes of the components of the extracted production of wells. Oil Industry, (8), pp. 40-43. (In Russian).
7. Amerkhanov, I. M., Reym, G. A., Grebneva, S. T., & Kataeva, M. R. (1976). Vliyanie zakachivaemoy vody na parametry plastovoy nefti. Neftepromyslovoe delo, (6), pp. 16-18. (In Russian).
8. Namiot, A. Yu. (1976). Fazovye ravnovesiya v dobyche nefti. Moscow, Nedra Publ., 183 p. (In Russian).
9. Shilov, Yu. S. (1995). Resursy vodorastvorenykh gazov Rossii. Moscow, Nedra Publ., 48 p. (In Russian).
10. Larin, V. I., & Filippov, V. P. (1997). Geologiya nefti i gaza. Moscow, GANG Publ., 176 p. (In Russian).

11. Devyatkov, Y. S. & Fominykh, O. V. (2012). Metodika rascheta zapasov gaza, rastvorenno v vodonosnom bassejne. Nauka i TEK, (5), pp. 21-22. (In Russian).
12. Fominykh, O. V. (2011). Issledovanie fazovykh ravnovesiy uglevodorodov i razrabotka metoda ikh rascheta dlya resheniya zadach ekspluatatsii neftnykh mestorozhdeniy. Tyumen, 107 p. (In Russian).
13. Dodson, C. R., & Standing, M. B. (1944). Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural-Gas-Water Mixtures. Drilling and Products Practice. (In English). Available at: <https://onepetro.org/APIIDPP/proceedings-abstract/API44/All-API44/API-44-173/52141>
14. Jones, P. J. (1946). Petroleum Production. New York, Reinhold Publishing Corp., Vol. 1, p. 37. (In English).
15. Gulyaeva, N. A. (2015). Issledovanie prichin postupleniya gaza v dobyvayushchie neftnyye skvazhiny i razrabotki metodov identifikatsii ego istochnikov. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen, 124 p. (In Russian).
16. Kordik, K. E. (2019). Issledovanie zakonomernostey izmeneniya gazovogo faktora pri ekspluatatsii neftnykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Ufa, 191 p. (In Russian).
17. Shejkh-Ali, D. M., Yulbarisov, E. M., & Valeev, M. D. (2006). Method for remaining gas resources estimation while developing oil fields. Oil Industry, (11), pp. 32-33. (In Russian).
18. Kordik K. E., Shkandratov, V. V., Bortnikov, A. E., & Leontyev, S. A. (2016). About trends in the oil-gas ratio change in the process of exploitation of Lukoil - West Siberia LLC fields. Oil Industry, (8), pp. 54-57. (In Russian).
19. Kolmakov, A. V. (2012). Issledovanie i razrabotka tekhnologii vyrabotki ostatochnykh zapasov nizkonapornogo gaza senomanskikh zalezhey. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen, 170 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Фоминых Олег Валентинович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Information about the authors

Oleg V. Fominykh, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Sergey A. Leontiev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-6-112-124

УДК 532.542:622.692.4–044.382

Оценка величины утечек через сквозной дефект трубопровода при использовании внутритрубных ремонтных элементов

Е. С. Торопов^{1*}, С. М. Дорофеев², С. Ю. Торопов¹, Е. М. Сорокина²,
Т. Г. Пономарева¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Тюменское высшее военное инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А. И. Прошлякова, г. Тюмень, Россия

*e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Аннотация. Потери углеводородов при использовании внутритрубных ремонтных элементов определяются характером течения жидкости в зазоре между трубой и ремонтной гильзой. Точный аналитический расчет параметров течения для реальной гильзы, с учетом ее длины, несимметричности дефекта и других конструктивных особенностей, весьма сложен. В данной статье решена задача точного расчета радиального течения вязкой несжимаемой жидкости в тонком слое между двумя кольцевыми пластинами, имитирующими круговую область с центром, совмещенным с дефектом трубопровода. Область представляет собой две окружности, образованные стенкой трубопровода со сквозным дефектом и поверхностью внутреннего ремонтного элемента. Полученные результаты позволят провести точные расчеты в области, прилегающей к дефекту трубы, и приблизительные расчеты для всего ремонтного элемента.

Ключевые слова: трубопровод; дефекты; утечки; внутритрубный ремонтный элемент; вязкая несжимаемая жидкость; уравнения гидромеханики

Estimation of the value of leaks through a through defect of the pipeline when using in-pipe repair elements

Evgeny S. Toropov¹, Sergey M. Dorofeev², Sergey Yu. Toropov¹,
Elena M. Sorokina², Tatyana G. Ponomareva¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Higher Military Engineering Command School named after Marshal of Engineering Troops A. I. Proshlyakov, Tyumen, Russia

*e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Abstract. The loss of hydrocarbons when using in-pipe repair elements is determined by the nature of the fluid flow in the gap between the pipe and the repair sleeve. An accurate analytical calculation of the flow parameters for a real sleeve, taking into account its length, the asymmetry of the defect and other design features, is very difficult. In this article, the problem of accurate calculation of the radial flow of a viscous incompressible fluid in a thin layer between two annular plates simulating a circular region with a center coincide with a pipeline defect is solved. The area consists of two circles formed by the pipeline wall with a through defect and the surface of the internal repair element. The results obtained will allow us for accurate calculations in the area adjacent to the defect of the pipe and approximate calculations for the whole repair element.

Key words: pipeline; defects; leaks; in-pipe repair element; viscous incompressible fluid; equations of hydromechanics

Введение

Существующая система транспорта углеводородов РФ включает в себя более 160 тысяч километров магистральных газопроводов, около 60 тысяч километров магистральных нефтепроводов и сотни тысяч километров промысловых и межпромысловых газонефтепроводов. Для обеспечения стабильной работы всего нефтегазового комплекса необходима система, обеспечивающая бесперебойную эксплуатацию трубопроводов, в том числе на основе проведения необходимых ремонтных и профилактических работ. Ремонт трубопроводов существующими технологиями без остановки перекачки предусматривает ремонт только наружных дефектов потери металла и замену изоляционного покрытия. Все работы при этом ведутся открытым способом. Труднодоступные участки трассы, такие как переходы через водные преграды, обводненные и заболоченные территории могут быть восстановлены только с применением спецоборудования и спецтехники и при сезонности производства работ [1–3].

В последнее время для прокладки трубопроводов через водные преграды применяется в основном способ наклонно направленного бурения (ННБ). Существующие технологии и оборудование позволяют прокладывать трубопроводы для всех типоразмеров труб, включая 1 420 мм. При сооружении переходов через водные преграды заглубление трубопроводов от дна водоема может составлять десятки метров, что исключает их повреждение внешним механическим воздействием и обеспечивает безопасную эксплуатацию [4]. Обладая очевидными преимуществами, позволяющими значительно сократить сроки строительства, затраты на сооружение переходов и обеспечить экологическую безопасность сооружаемых объектов, переходы, построенные методом ННБ, имеют существенный недостаток — они неремонтопригодны. Это означает, что на сегодняшний день в отечественной практике ремонта трубопроводов не существует полностью отработанных технологий, позволяющих проводить локальный ремонт трубопроводов, выполненных наклонно направленным бурением.

В отечественной литературе вопросы внутритрубного ремонта рассматриваются в основном применительно к системам водоотведения и водоснабжения [5–13]. Первые относятся к самотечным системам и не могут

служить основой для создания технологий ремонта напорных трубопроводов, которые имеют, как правило, малые диаметры и городские условия прокладки, что значительно сужает область применения внутритрубных методов ремонта.

Зарубежная практика внутритрубного ремонта трубопроводов выделяет несколько технологий, основными из которых являются установка гильз на локальных дефектах трубы [14] или полимерных «чулков» для протяженных участков трубопроводов длиной в сотни метров [15, 16]. Как правило, это конструкционные и технологические решения профильных фирм, обоснованные только практическим опытом их применения. Предлагаемый способ локального ремонта трубопроводов базируется на применении ремонтных элементов в виде цилиндрических гильз, установленных с минимально возможным зазором в зоне дефекта, создающим большое гидравлическое сопротивление. Это позволяет свести к минимуму расход транспортируемого продукта через дефект трубы и создать минимальный перепад давления на входе в дефект и внешней поверхности трубопровода.

Для разработки физической и математической модели внутритрубного ремонтного элемента (ВРЭ) необходимо теоретическое обоснование области изменения основных параметров течения, особенно в зоне дефекта [17], где эти изменения наиболее существенны, с выходом на значения параметров, при которых расход транспортируемого продукта через сквозной дефект стенки трубопровода был бы минимизирован или сведен к нулю. Так как реальные поверхности трубопровода имеют значительную шероховатость, особенно после длительной эксплуатации, зазор между внешней поверхностью гильзы и внутренней поверхностью трубопровода имеет сложную форму. Для упрощения расчетов считаем, что зазор имеет цилиндрическую форму и постоянную толщину δ .

Цель данной статьи — оценка величины утечек перекачиваемого продукта в трубопроводе со сквозным дефектом при использовании внутритрубных ремонтных элементов.

Объект и методы исследования

В принятой постановке условия работы ВРЭ следующие:

- давление на торцевых зазорах между внутренней стенкой трубопровода и внешней поверхностью ВРЭ в начале и в конце ремонтного элемента постоянно по всей площади зазора;
- давление на концевых участках ВРЭ при входе в зазор равно давлению в дефектном сечении трубопровода, то есть входные давления потока жидкости на концевых участках ВРЭ приняты равными между собой ввиду незначительной длины ремонтного элемента и, соответственно, малых значений перепада давления;
- истечение жидкости из области зазора происходит через дефект в трубопроводе в точке равноудаленной от концевых сечений;
- гидравлическим сопротивлением дефекта пренебрегаем.

Но даже в такой идеализированной постановке аналитическое решение задачи об определении расхода жидкости через дефект трубопровода является достаточно серьезной проблемой.

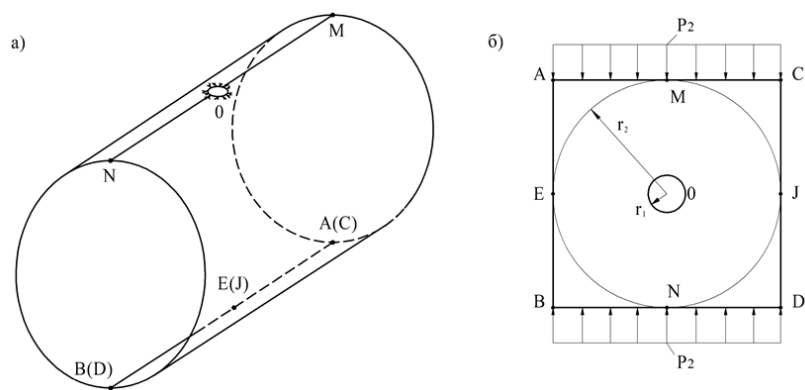


Рис. 1. Развертка участка трубопровода с ВРЭ

Для упрощения модели ВРЭ зададим ее длину (AB) равной длине окружности трубопровода, то есть $AB = L_{\text{окр}}$, как показано на рисунке 1 а. На рисунке 1 б показана развертка ВРЭ на плоскость. Выделим круговую область с центром, совмещенным с дефектом трубопровода. Она представляет собой две окружности, образованные стенкой трубопровода (с дефектом, моделируемым отверстием радиусом r_1) и внешней поверхностью ВРЭ. Зазор δ между внутренней поверхностью трубопровода и внешней поверхностью ВРЭ будем считать постоянным. Радиус выделенной области определяем, как половину длины окружности трубопровода в данном сечении. Развертка участка ВРЭ показана на рисунке 1 б.

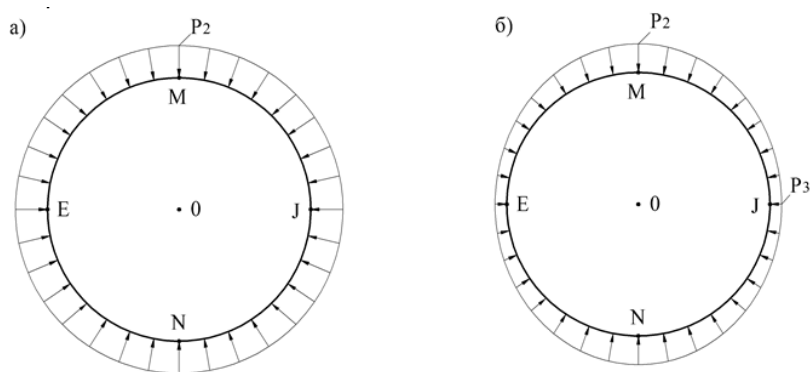


Рис. 2. Распределение давления на входе в зазор δ :
а) — расчетное; б) — фактическое

По условиям работы элемента должно соблюдаться равенство давлений по всей длине зазора между внутренней стенкой трубопровода и внешней поверхностью ВРЭ, в данном случае P_2 — входное давление в концевых сечениях трубопровода и ВРЭ (рис. 2 а). Если рассматривать эпюру фактических давлений в выделенной мнимой круговой области, то она должна иметь вид, показанный на рисунке 2 б, то есть в точках М и N давление будет равным давлению в концевых зазорах P_2 . По мере перемещения от точек М и N по окружности от края гильзы с давлением P_2 к его централь-

ной части к точкам Е и J давление должно падать, достигая в этих точках минимума. Падение давления обусловлено сопротивлением, преодолеваемым потоком жидкости от края ВРЭ до точек на выделенной мнимой окружности.

При расчетах давление по всей длине окружности принимается максимальным и равным P_2 (рис. 2 б). Так как основной целью подбора параметров является минимизация расхода, определяемого перепадом давлений, то полученные численные данные будут иметь некоторый запас в сторону увеличения расхода по сравнению с фактическим.

Рассмотрим задачу о радиальном течении вязкой несжимаемой жидкости в тонком слое толщиной δ между двумя кольцевыми пластинами (рис 3). Внутренний радиус колец r_1 , внешний r_2 . На внутренней поверхности слоя радиуса r_1 поддерживается давление P_1 , на внешней поверхности радиуса r_2 — давление P_2 .

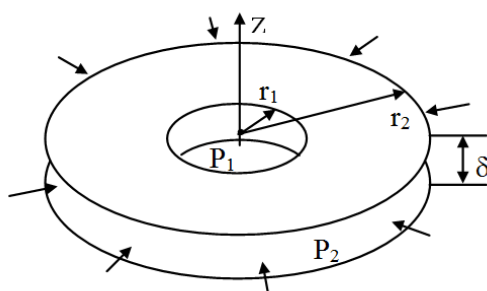


Рис. 3. Течение жидкости в тонком слое

Уравнения гидромеханики для вязкой несжимаемой жидкости в цилиндрической системе координат приведены в [18].

Уравнение неразрывности

$$\frac{\partial(rV_r)}{\partial r} + \frac{\partial V_\phi}{\partial \phi} + \frac{\partial(rV_z)}{\partial z} = 0. \quad (1)$$

Уравнения движения (Навье — Стокса)

$$\begin{aligned} \rho \left(\frac{\partial V_r}{\partial t} + V_r \frac{\partial V_r}{\partial r} + \frac{V_\phi}{r} \frac{\partial V_r}{\partial \phi} + V_z \frac{\partial V_r}{\partial z} - \frac{V_\phi^2}{r} \right) = \\ = -\frac{\partial P}{\partial r} + \mu \left(\nabla^2 V_r - \frac{V_r}{r^2} - \frac{2}{r^2} \frac{\partial V_\phi}{\partial \phi} \right), \\ \rho \left(\frac{\partial V_\phi}{\partial t} + V_r \frac{\partial V_\phi}{\partial r} + \frac{V_\phi}{r} \frac{\partial V_\phi}{\partial \phi} + V_z \frac{\partial V_\phi}{\partial z} - \frac{V_r \cdot V_\phi}{r} \right) = \\ = -\frac{\partial P}{\partial \phi} + \mu \left(\nabla^2 V_\phi + \frac{2}{r^2} \frac{\partial V_r}{\partial \phi} - \frac{V_\phi}{r^2} \right), \end{aligned} \quad (2)$$

$$\rho \left(\frac{\partial V_z}{\partial t} + V_r \frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{V_\varphi}{r} \frac{\partial V_z}{\partial \varphi} + V_z \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P}{\partial z} + \mu \nabla^2 V,$$

где r, φ, z — цилиндрические координаты; V_r, V_φ, V_z — проекции вектора скорости на оси цилиндрической системы координат; P — давление жидкости; ρ — плотность; μ — динамическая вязкость;

$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$ — Лапласиан в цилиндрической системе координат.

Граничные условия:

$$P(r_1) = P_1, \quad P(r_2) = P_2, \quad V(\delta/2) = V(-\delta/2) = 0. \quad (3)$$

Течение будем считать установившимся, поэтому $\partial V / \partial t = 0$, и никаких начальных условий не требуется.

В силу симметрии должны выполняться следующие условия:

$$V_r = V_r(r, \varphi), \quad V_\varphi = 0. \quad (4)$$

В рассматриваемых задачах скорость течения жидкости V небольшая, число Рейнольдса $Re = V\delta/\nu < 1000$, где $\nu = \mu/\rho$ — кинематическая вязкость, поэтому течение ламинарное [9]. Слои жидкости не перемешиваются и приближенно можно считать

$$V_z = 0. \quad (5)$$

Это приближенное предположение.

Левые части уравнений движения — это силы инерции, действующие на частицу жидкости. При медленном течении вязкой жидкости в тонком слое объемные силы инерции много меньше поверхностных сил трения и давления [18]. Поэтому силами инерции будем пренебрегать.

С учетом сделанных допущений уравнения гидромеханики сильно упрощаются и принимают следующий вид.

Уравнение неразрывности

$$\frac{\partial(rV)}{\partial r} = 0. \quad (6)$$

Уравнение движения

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \mu \left(\frac{\partial^2 V}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial V}{\partial r} + \frac{\partial^2 V}{\partial z^2} - \frac{V}{r^2} \right), \quad \frac{\partial P}{\partial \varphi} = 0, \quad \frac{\partial P}{\partial z} = 0. \quad (7)$$

Из второго и третьего уравнений движения следует, что давление зависит только от r , то есть $P = P(r)$ [19].

Преобразуем первое уравнение движения (7). Из уравнения неразрывности находим $V + r \partial V / \partial r = 0$, откуда

$$\frac{\partial V}{\partial r} = -\frac{V}{r}.$$

Дифференцируем еще раз по r .

$$\frac{\partial^2 V}{\partial r^2} = \frac{V}{r^2} - \frac{1}{r} \frac{\partial V}{\partial r} = \frac{2V}{r^2}.$$

Подставляем в первое уравнение движения, получим

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \mu \frac{\partial^2 V}{\partial z^2}. \quad (8)$$

Проинтегрируем уравнение неразрывности (6)

$$rV = f(z). \quad (9)$$

Находим

$$V = \frac{f(z)}{r}. \quad (10)$$

Подставим V в (8)

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\mu}{r} \frac{d^2 f(z)}{dz^2}. \quad (11)$$

Левая часть (11) зависит только от r , поэтому и правая часть тоже должна зависеть только от r . Значит

$$d^2 f(z) / dz^2 = \text{const}.$$

Следовательно, функция $f(z)$ должна иметь вид

$$f(z) = Az^2 + Bz + C. \quad (12)$$

Постоянные A, B, C нужно определить.

Проинтегрируем уравнение (11) с учетом (12)

$$P = 2\mu A \ln r + D. \quad (13)$$

Определяем A и D из граничных условий (3). Получим

$$P_1 = 2\mu A \ln r_1 + D.$$

$$P_2 = 2\mu A \ln r_2 + D.$$

Из этих условий находим

$$\Delta P = P_2 - P_1 = 2\mu A \ln(r_2 / r_1) > 0. \quad (14)$$

Отсюда получим

$$A = \frac{\Delta P}{2\mu \ln(r_2 / r_1)} > 0. \quad (15)$$

$$D = P_1 - 2\mu A \ln r_1 = P_2 - 2\mu A \ln r_2 = \frac{P_1 \ln r_2 - P_2 \ln r_1}{\ln r_2 - \ln r_1}. \quad (16)$$

Определим B и C . Из (10) и (12)

$$V = \frac{Az^2 + Bz + C}{r}.$$

Из граничных условий (3) получим

$$V(\delta/2) = \frac{A\delta^2 + 2B\delta + 4C}{4r} = 0 \Rightarrow A\delta^2 + 2B\delta + 4C = 0.$$

$$V(-\delta/2) = \frac{A\delta^2 - 2B\delta + 4C}{4r} = 0 \Rightarrow A\delta^2 - 2B\delta + 4C = 0.$$

Отсюда находим

$$B = 0, \quad C = -\frac{A\delta^2}{4} = -\frac{\delta^2 \Delta P}{8\mu \ln(r_2 / r_1)}. \quad (17)$$

Окончательно для V получим выражение

$$V = \frac{Az^2 + Bz + C}{r} = \frac{A}{r} \left(z^2 - \frac{\delta^2}{4} \right) = \frac{\Delta P}{2\mu \ln(r_2 / r_1) \cdot r} \left(z^2 - \frac{\delta^2}{4} \right). \quad (18)$$

С помощью непосредственной проверки можно убедиться, что P и V , определяемые формулами (13) и (18), являются точными решениями уравнений (6) и (7) с граничными условиями (3). Значит, предположение (5) оказалось точным решением.

Найдем среднюю по толщине слоя скорость

$$V_{cp} = \frac{1}{\delta} \int_{-\delta/2}^{\delta/2} V(r, z) dz = \frac{A}{r\delta} \int_{-\delta/2}^{\delta/2} \left(z^2 - \frac{\delta^2}{4} \right) dz = -\frac{A\delta^2}{6r}.$$

С учетом выражения для A получим

$$V_{cp} = -\frac{\delta^2 \Delta P}{12\mu \ln(r_2 / r_1) \cdot r}. \quad (19)$$

Знак «—» показывает, что скорость потока направлена к центру.

Определим расход жидкости

$$Q = 2\pi r \delta |V_{cp}| = \frac{\pi \delta^3 \Delta P}{6\mu \ln(r_2 / r_1)}. \quad (20)$$

Полученная формула совпадает с формулой, полученной в [9] как приближенное решение рассматриваемой задачи.

При выводе (20) сила инерции частиц жидкости не учитывалась. Сила инерции направлена в сторону, противоположную ускорению [20], то есть от центра, поэтому замедляет движение частиц жидкости, а значит, и уменьшает расход. Поэтому при учете сил инерции расход должен быть меньше. Следовательно, формула (20) дает оценку верхней границы для реальной величины утечки.

Для определения величины утечки необходимо задать r_1 и r_2 . Величина r_2 определяется длиной ВРЭ и диаметром трубопровода, как описано выше. Величину r_1 можно определить следующим образом.

Пусть известна величина утечки через дефект Q м³/с. Форма дефекта может быть любой: трещина, коррозионный дефект и др. Будем считать, что дефект имеет форму круглого отверстия диаметром d в стенке трубы толщиной h , то есть утечка происходит через трубку диаметром d и длиной $l = h$ под действием перепада давления $\Delta P = P_{mp} - P_0$, где P_{mp} — давление в трубопроводе, P_0 — давление снаружи трубопровода. Из формулы Пуазейля [18] определим радиус трубки

$$r = \sqrt[4]{\frac{8\mu l Q}{\pi \Delta P}}, \quad (21)$$

где μ — динамическая вязкость; ρ — плотность перекачиваемой жидкости. Радиус отверстия r_1 принимаем равным найденному значению r . После этого по формуле (20) можно определить утечку после проведения ремонта с помощью ВТЭ.

Рассмотрим пример. Пусть до проведения ремонта утечка $Q_0 = 10^{-4}$ м³/с = 100 см³/с (в сутки 8,64 м³), диаметр трубопровода $D = 1$ м, толщина стенки трубы (длина трубки l) $h = 15$ мм, величина зазора (шероховатость трубы) $\delta = 0,03$ мм (с учетом подготовки зоны дефекта), динамическая вязкость $\mu = 0,002$ кг/м·с, перепад давлений $\Delta P = 1$ МПа. По формуле (21) получим $r = 0,296$ мм.

Длина ВТЭ равна $\pi D = 3,14$ м, радиус $r_2 = \pi D / 2 = 1,57$ м. Утечку Q_p после проведения ремонта с помощью ВТЭ определим по формуле (20). Получим $Q_p = 8,24 \cdot 10^{-7}$ м³/с = 0,824 см³/с. Видим, что при установке ВТЭ утечка уменьшилась в $Q_0 / Q_p = 10^{-4} / 8,24 \cdot 10^{-7} \approx 120$ раз.

Обсуждение

Вопросы внутритрубного ремонта трубопроводов — одно из актуальных направлений исследований в области ремонтных работ для недоступных участков трассы. К таким участкам относятся подводные переходы, построенные методами наклонно направленного бурения и наклонно

направленного бурения со щитом. Для обеспечения безопасной и стабильной работы трубопроводов необходимо внедрение новых методов ремонта, соответствующих технологий и оборудования.

Появление наработок, решающих конкретные задачи в этом направлении, безусловно, является определенным шагом в решении более общих проблем в области внутритрубного ремонта трубопроводов и обеспечения их возможности восстановления, а также принятия превентивных профилактических противоаварийных мер. Данная работа направлена на решение конкретной задачи — расчета радиального течения вязкой несжимаемой жидкости в тонком слое между двумя кольцевыми пластинами, имитирующими область, прилегающую к сквозному дефекту трубопровода. В результате получено точное решение для локальной области аварийного истечения жидкости, позволяющее подобрать необходимые параметры для дальнейших расчетов ВРЭ. Данная тема, безусловно, является актуальной и требует практической реализации.

При данном конструктивном решении ВРЭ не устраняет полностью утечку, но во много раз уменьшает ее объем. Вместе с тем для полного устранения утечки создаются благоприятные условия, так как перепад давления между внутренней полостью трубопровода в зоне дефекта сводится к минимуму, что позволяет значительно снизить требования к прочностным характеристикам применяемых герметиков.

Выводы

На основе решения задачи о радиальном течении вязкой несжимаемой жидкости в тонком слое между двумя кольцевыми пластинами разработан метод оценки величины утечки после проведения ремонта трубопровода с помощью ВРЭ. Предлагаемый метод дает верхнюю оценку величины утечки.

Полученные решения для области, прилегающей к сквозному дефекту трубопровода, позволяют подобрать необходимые параметры для дальнейших расчетов ВРЭ.

Библиографический список

1. Левитин, Ю. И. Бестраншейный ремонт местных повреждений подземных трубопроводов / Ю. И. Левитин. — Текст : непосредственный // РОБТ. Российское общество бестраншейных технологий. — 1997. — № 8. — С. 37–39.
2. Левин, С. И. Подводные трубопроводы / С. И. Левин. — Москва : Недра, 1970. — 280 с. — Текст : непосредственный.
3. Торопов, С. Ю. Использование бестраншейных методов ремонта для восстановления трубопроводных систем / С. Ю. Торопов, В. В. Бердышев, Б. Г. Котляр. — Текст : непосредственный // Материалы конференции молодых ученых. Ч. 2 : Молодые ученые в решении проблем АПК. — Тюмень : Ризограф, 2003. — С. 218–220.
4. Торопов, С. Ю. Вопросы ремонта газопроводов, эксплуатирующихся на болотах и обводненных территориях / С. Ю. Торопов, Н. В. Николаев. — Текст : непосредственный // Всесоюзная научно-техническая конференция «Нефть и газ Западной Сибири». — Тюмень, 1998. — С. 78–82.
5. Белякова, Е. В. Современные бестраншейные технологии / Белякова Е. В., Головин К. А. — Текст : непосредственный // Известия Тульского государственного университета. Естественные науки. — 2009. — № 3. — С. 238–244.

6. Курочкин, В. В. Бестраншейные методы прокладки нефтепроводов / В. В. Курочкин, Н. Т. Овчинников, А. А. Безверхов. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт нефти. – 2000. – № 5. – С. 25–30.
7. Торопов, С. Ю. Оборудование для аварийного ремонта газонефтепроводов / С. Ю. Торопов, С. М. Дорофеев, И. В. Прокопьев. – Текст : непосредственный // Труды международной научно-технической конференции. – Тюмень, 2005. – Часть II. – С. 170–172.
8. Современные методы ремонта трубопроводов / Н. Х. Халлыев, Т. Н. Абасова, В. Г. Селиверстов [и др.]. – Москва : ИРЦ Газпром, 1997. – 44 с. – (Газовая промышленность. Обзорная информация. Серия: Транспорт и подземное хранение газа). – Текст : непосредственный.
9. Механика жидкости и газа. Спецглавы : учебное пособие / В. Е. Щерба, В. В. Шалай, Е. А. Павлюченко, Е. Ю. Носов ; Минобрнауки России, Омский государственный технический университет. – Омск : ОмГТУ, 2020. – 90 с. – Текст : непосредственный.
10. Lu, H. Trenchless Construction Technologies for Oil and Gas Pipelines : State-of-the-Art Review / H. Lu, S. Behbahani, M. Azimi [et al.]. – Text : electronic // Journal of Construction Engineering and Management. – 2020. – Vol. 146, Issue 6. – URL: [https://doi.org/10.1061/\(asce\)co.1943-7862.0001819](https://doi.org/10.1061/(asce)co.1943-7862.0001819).
11. Leakage detection techniques for oil and gas pipelines : State-of-the-art / H. Lu, T. Iseley. – Text : electronic // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2020. – Vol. 98. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.tust.2019.103249>.
12. Lu, H. How does trenchless technology make pipeline construction greener? A comprehensive carbon footprint and energy consumption analysis / H. Lu, J. Matthews, T. Iseley. – Text : electronic // Journal of Cleaner Production. – 2020. – Vol. 261. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121215>.
13. Stress analysis of urban gas pipeline repaired by inserted hose lining method / H. Lu, X. Wu, H. Ni [et al.]. – Text : electronic // Composites Part B : Engineering. – 2020. – Vol. 183. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.compositesb.2019.107657>.
14. Торопов, С. Ю., Внутритрубные ремонтные гильзы на основе сплавов с памятью формы / С. Ю. Торопов, Е. С. Торопов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 6. – С. 70–76.
15. Возиянов, В. И. Обновление старых трубопроводов с помощью протяжки полиэтиленовых труб бестраншейным способом / В. И. Возиянов, Н. А. Гнилорыбов. – Текст : непосредственный // РОБТ. Российское общество бестраншейных технологий. – 1998. – № 1. – С. 19–20.
16. Торопов, С. Ю. Работа пластмассового трубопровода, проложенного внутри стального / С. Ю. Торопов, Н. В. Николаев. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов «Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов в Западной Сибири». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2003. – С. 152–160.
17. Li, Sh. FSI research in pipeline systems – A review of the literature / S. Li, B. W. Karney, G. Liu. – DOI 10.1016/j.jfluidstructs.2015.06.020. – Direct text // Journal of Fluids and Structures. – 2015. – Vol. 57. – P. 277–297.
18. Лойцянский, Л. Г. Механика жидкости и газа : учебник / Л. Г. Лойцянский. – 7-е изд., испр. – Москва : Дрофа, 2003. – 840 с. – Текст : непосредственный.
19. Фихтенгольц, Г. М. Основы математического анализа : учебник / Г. М. Фихтенгольц. – 9-е изд., стер. – Санкт-Петербург : Лань, 2008. – Часть 1. – 440 с. – Текст : непосредственный.
20. Тарг, С. М. Краткий курс теоретической механики : учебник / С. М. Тарг. – 21-е изд., стер. – Москва : ЛЕНАНД, 2018. – 415 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Levitin, Yu. I. (1997). Bestransheyyny remont mestnykh povrezhdeniy podzemnykh truboprovodov. ROBT. Rossiyskoe obshchestvo bestransheynykh tekhnologiy, (8), pp. 37-39. (In Russian).
2. Levin, S. I. (1970). Podvodnye truboprovody. Moscow, Nedra Publ., 280 p. (In Russian).
3. Toropov, S. Yu., Berdyshev, V. V., & Kotlyar, B. G. (2003). Ispol'zovanie bestransheynykh metodov remonta dlya vosstanovleniya truboprovodnykh system. Materialy konfer-

entsii molodykh uchenykh. Ch. 2: Molodye uchenye v reshenii problem APK. Tyumen, Rizograf Publ., pp. 218-220. (In Russian).

4. Toropov, S. Yu., & Nikolaev, N. V. (1998). Voprosy remonta gazoprovodov, ekspluatiruyushchikhsya na bolotakh i obvodnennykh territoriyakh. Vsesoyuznaya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya "Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri". Tyumen, pp. 78-82. (In Russian).

5. Belyakova, E. V., & Golovin, K. A. (2009). Sovremennye bestransheynye tekhnologii. Proceedings of the Tula States University - sciences of Earth, (3), pp. 238-244. (In Russian).

6. Kurochkin, V. V., Ovchinnikov, N. T., & Bezverkhov, A. A. (2000). Bestransheynye metody prokladki nefteprovodov. Truboprovodnyy transport nefti, (5), pp. 25-30. (In Russian).

7. Toropov, S. Yu., Dorofeev, S. M., & Prokop'ev, I. V. (2005). Oborudovanie dlya avariynogo remonta gazonefteprovodov. Trudy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Chast' II. Tyumen, pp. 170-172. (In Russian).

8. Khallyev, N. H., Abasova, T. N., Seliverstov, V. G., Parfenov, A. I., & Kuprina, N. D. (1997). Sovremennye metody remonta truboprovodov. Moscow, IRTS Gazprom Publ., 44 p. (In Russian).

9. Shcherba, V. E., Shalay, V. V., Pavlyuchenko, E. A. & Nosov, E. Yu. (2020). Mekhanika zhidkosti i gaza. Spetsglavy. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 90 p. (In Russian).

10. Lu, H., Behbahani S., Azimi, M., Matthews, J. C., Han, Sh., & Iseley, T. (2020). Trenchless Construction Technologies for Oil and Gas Pipelines: State-of-the-Art Review. Journal of Construction Engineering and Management, 146(6). (In English). Available at: [https://doi.org/10.1061/\(asce\)co.1943-7862.0001819](https://doi.org/10.1061/(asce)co.1943-7862.0001819)

11. Lu, H., Iseley, T., Behbahani, S., & Fu, L. (2020). Leakage detection techniques for oil and gas pipelines: State-of-the-art. Tunnelling and Underground Space Technology, (98). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.tust.2019.103249>

12. Lu, H., Matthews, J., & Iseley, T. (2020). How does trenchless technology make pipeline construction greener? A comprehensive carbon footprint and energy consumption analysis. Journal of Cleaner Production, 261. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121215>

13. Lu, H., Wu, X., Ni, H., Azimi, M., Yan, X., & Niu, Y. (2020). Stress analysis of urban gas pipeline repaired by inserted hose lining method. Composites Part B: Engineering, 183. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.compositesb.2019.107657>

14. Toropov, S. Yu., & Toropov, E. S. (2006). In-line repair tubes on the basis of shape memory alloys. Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas, (6), pp. 70-76. (In Russian).

15. Voziyarov, V. I., & Gnilorybov, N. A. (1998). Obnovlenie starykh truboprovodov s pomoshch'yu protyazhki polietilenovykh trub bestransheynym sposobom. ROBT. Rossiyskoe obshchestvo bestransheynykh tekhnologiy, (1), pp. 19-20. (In Russian).

16. Toropov, S. Yu., & Nikolaev, N. V. (2003). Rabota plastmassovogo truboprovoda, prolozhennogo vnutri stal'nogo. Sbornik nauchnykh trudov "Voprosy sostoyaniya i perspektivy razvitiya neftegazovykh ob'ektov v Zapadnoy Sibiri". Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp.152-160. (In Russian).

17. Li, Sh., Karney, B. W. & Liu, G. (2015). FSI research in pipeline systems - A review of the literature. Journal of Fluids and Structures, 57, pp. 277-297. (In English). DOI: 10.1016/j.jfluidstructs.2015.06.020

18. Loytsyanskiy, L. G. (2003). Mekhanika zhidkosti i gaza. 7th edition, revised. Moscow, Drofa Publ., 840 p. (In Russian).

19. Fikhtengol'ts, G. M. (2008). Osnovy matematicheskogo analiza. 9th edition, revised. Chast' 1. St. Petersburg, Lan' Publ., 440 p. (In Russian).

20. Targ, S. M. (2018). Kratkiy kurs teoreticheskoy mekhaniki. Moscow, LENAND Publ., 415 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Торопов Евгений Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта и технологий нефтегазового комплекса, филиал Тюменского индустриального университета, г. Ноябрьск, e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Information about the authors

Evgeny S. Toropov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transport and Technology of Oil and Gas Complex, Industrial University of Tyumen (Noyabrsk branch), e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Дорофеев Сергей Михайлович, к. ф.-м. н., доцент кафедры естественно-научных и общепрофессиональных дисциплин, Тюменское высшее военное-инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А. И. Прошлякова, г. Тюмень

Торопов Сергей Юрьевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сорокина Елена Михайловна, к. ф.-м. н., доцент кафедры естественно-научных и общепрофессиональных дисциплин, Тюменское высшее военное-инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А. И. Прошлякова, г. Тюмень

Пономарева Татьяна Георгиевна, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Sergey M. Dorofeev, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Natural Science and General Professional Disciplines, Tyumen Higher Military Engineering Command School named after Marshal of Engineering Troops A. I. Proshlyakov, Tyumen

Sergey Yu. Toropov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Elena M. Sorokina, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Natural Science and General Professional Disciplines, Tyumen Higher Military Engineering Command School named after Marshal of Engineering Troops A. I. Proshlyakov, Tyumen

Tatyana G. Ponomareva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

**Предиктивное управление пусковым давлением
магистрального нефтепровода**

**А. У. Якупов*, Д. А. Черенцов, С. Ю. Торопов, М. Ю. Земенкова,
А. Б. Шабаров, Е. Л. Чижевская, Т. Г. Пономарева**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru*

Аннотация. В работе выполнен расчет пусковых давлений и времени безопасной остановки нефтепровода при транспортировке высоковязких и высокозастывающих нефтей, реологические свойства которых зависят от температуры. При понижении температуры нефти увеличивается ее вязкость, и выделяются парафины, образующие прочную структуру, для сдвига которой необходимо дополнительное напряжение. Для пуска остановленного нефтепровода, транспортирующего нефть с такими характеристиками, может не хватить давления, развиваемого насосами. В связи с этим необходимо определять безопасное время остановки нефтепровода. Актуальность возрастает с увеличением доли высоковязкой и высокозастывающей нефти в общем объеме добычи. Предиктивное (прогнозное) управление, основанное на анализе данных об особенностях транспортируемого продукта и прогнозировании характера их изменения, является интеллектуальным инструментом управления эффективностью работы предприятий технологического транспорта. Предиктивное управление позволяет выбрать оптимальный способ обеспечения надежной и бесперебойной работы основного оборудования систем транспорта углеводородов.

Проведен численный эксперимент по исследованию влияния сезоннодействующих охлаждающих устройств защиты многолетнемерзлых грунтов от растепления на безопасное время остановки нефтепровода. Определены значения пусковых давлений. Установлена зависимость давлений от продолжительности остановки. Выявлено, что из-за работы сезоннодействующих охлаждающих устройств увеличивается разность температур грунта и нефти при остывании, и темп охлаждения увеличивается. Для запуска такого нефтепровода потребуются больше давления.

Ключевые слова: пусковое давление; предиктивное управление; безопасное время остановки; высоковязкая и высокозастывающая нефть

Predictive control of the starting pressure of the main oil pipeline

**Azamat U. Yakupov*, Dmitry A. Cherentsov, Sergey Yu. Toropov,
Maria Yu. Zemenkova, Alexandr B. Shabarov, Elena L. Chizhevskaya,
Tatyana G. Ponomareva**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru*

Abstract. The article calculates the starting pressures and the time of safe shut-down of the pipeline during the transportation of high-viscosity and high pour point oils, the rheological properties of which depend on temperature. When the oil

temperature decreases, its viscosity increases and paraffins are released, forming a strong structure, for which additional stress is necessary to shift. To start a stopped oil pipeline transporting oil with such characteristics, the pressure developed by the pumps may not be enough. In this regard, it is necessary to determine the safe time of stopping the oil pipeline. The relevance increases with an increase in the share of high-viscosity and high pour point oil in the total production volume. Predictive control, based on the analysis of data on the characteristics of the transported product and forecasting the nature of their changes, is an intelligent tool for managing the efficiency of technological transport enterprises. Predictive control allows you to choose the optimal way to ensure reliable and trouble-free operation of the main equipment of hydrocarbon transport systems.

A numerical experiment was carried out for the effect of seasonal cooling devices to protect permafrost soils from thawing, at the time of a safe shutdown of the oil pipeline. The values of starting pressures have been determined. Dependence of the pressures on the duration of the safe shutdown of the pipeline has been established. It was revealed that due to the operation of seasonally operating cooling devices, the difference between the temperature soil and oil increases during cooling, and the cooling rate increases. More pressure will be required to launch such an oil pipeline.

Key words: starting pressure; predictive control; safe stop time; high-viscosity and high pour point oil

Введение

Неотъемлемой частью стратегии развития топливно-энергетического комплекса России является обеспечение годовых объемов добычи и транспорта нефти и газа. Актуальной задачей поддержания запланированных объемов является освоение новых месторождений, основным направлением которого выступает шельф Арктической зоны. Распространение в этой зоне многолетнемерзлых грунтов (ММГ) осложняет освоение и транспорт нефти и газа.

Согласно строительным нормам и правилам, при прокладке магистральных нефтепроводов на ММГ должны предусматриваться мероприятия для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации. С учетом влияния температуры на несущую способность ММГ предусматривают либо оттаивание грунта, либо мероприятия по его охлаждению. Так, при решении задач по оценке надежности магистрального нефтепровода необходимо учитывать температуру грунта на глубине заложения [1, 2]. Кроме того, требуется проводить мониторинг температурных полей в грунте вокруг нефтепровода в течение всего срока эксплуатации [3, 4]. Для поддержания отрицательных температур грунта используют сезоннодействующие охлаждающие устройства (СОУ). В этой связи предиктивное (прогнозное) управление, основанное на анализе данных об особенностях транспортируемого продукта и прогнозировании характера их изменения, является интеллектуальным инструментом управления эффективностью работы предприятий технологического транспорта.

Большую часть запасов Российской Федерации составляют трудноизвлекаемые нефти. В связи с этим увеличивается добыча высоковязких и высокостывающих нефтей, транспортировка которых по трубопроводам требует повышенной ответственности. Они могут терять подвижность из-за увеличения вязкости в процессе охлаждения и кристаллизации парафина [5, 6]. Один из методов улучшения реологических свойств нефтей при перекачке — использование присадок [7]. Проблемы возникают и при остановке транспорта.

Охлаждение нефти и выпадение парафина способствуют образованию прочной структуры, для сдвига которой необходимо дополнительное начальное напряжение [8–10]. В этой связи особую актуальность обретает задача определения безопасного времени остановки нефтепровода [11–13].

Для определения указанного времени существует два способа [14, 15]. В первом случае рассчитывают скорость охлаждения нефти до минимального значения, которое должно быть выше температуры застывания на несколько градусов. Второй способ предполагает определение значения пускового давления, необходимого для сдвига нефти. Максимально допустимое значение давления ограничено механической прочностью нефтепровода или развиваемым напором насосной станции.

В статье [16] рассмотрено влияние установленных СОУ на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе. Определены темпы изменения температуры нефти в зависимости от продолжительности остановки. Результаты исследования показали необходимость учета СОУ при определении безопасного времени остановки перекачки нефти по трубам. Так, авторами была поставлена задача — изучить влияние установленных СОУ на значения пусковых давлений. Определению пусковых давлений нефтепровода от продолжительности остановки и посвящена данная работа.

Объект и методы исследования

Для решения поставленной задачи используем уравнение движения (1), уравнение неразрывности (2)

$$-\frac{1}{\rho}\vec{\nabla}p + \nu\nabla^2v + \vec{F} = 0, \quad (1)$$

где ρ — плотность нефти, кг/м³; p — давление, Па; ν — кинематическая вязкость, м²/с; v — скорость, м/с; F — сила, Н; t — время, с; ∇ — дифференциальный оператор.

$$\frac{\partial\rho}{\partial t} + \nabla\rho\vec{v} = 0. \quad (2)$$

Для описания реологического состояния среды при нестационарном режиме деформирования¹ воспользуемся моделью из [17]:

$$\tau = \tau_0 + \theta\gamma + \mu\dot{\gamma}, \quad (3)$$

где τ_0 — предельное напряжение сдвига, н/м²; θ — время запаздывания, м; μ — динамический коэффициент вязкости, Па·с; γ — скорость сдвига, с⁻¹.

Используя уравнения (1) и (3), запишем дифференциальное уравнение движения

$$\rho\theta\frac{\partial^2v}{\partial t^2} + \rho\frac{\partial v}{\partial t} = \left(\theta\frac{\partial}{\partial t} + 1\right)\frac{\partial p}{\partial x} + \mu\left(\frac{\partial^2v}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial v}{\partial r}\right) - \frac{\tau_0}{r}, \quad (4)$$

где x — расстояние по оси вдоль нефтепровода, м.

¹ РД 39-3-80-78. Временное методическое руководство по гидравлическому расчету транспорта неньютоновских нефтей. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978. — 103 с.

Граничные условия для рассмотрения нестационарных процессов распространения давления при запуске нефтепровода:

$$v(0, x) = 0, p(0, x) = 0. \quad (5)$$

Уравнения (2) и (4) решены методом конечных разностей по [18].

Экспериментальная часть

Для расчета давления, необходимого для возобновления перекачки, требуются значения температуры нефти в трубопроводе в момент пуска. Методика определения температур в зависимости от продолжительности остановки, основанная на решении уравнений теплопроводности и работы СОУ, предложена авторами и описана в работах [16, 19, 20].

Согласно нормам технологического обслуживания и ремонта линейной части магистральных нефтепроводов, предусматривается максимальное время остановки. Для обычных условий оно составляет 80 часов, для сложных участков возможно увеличение на 50 %. Таким образом, необходимо определить температуру нефти на 3 и 5 сутки остановки. Для надежной и безопасной эксплуатации магистрального нефтепровода в режиме, предусматривающем остановку, необходимо обеспечить условия для запуска.

Численные эксперименты проведем для нефтепровода диаметром 820 мм; длина — 80 км; толщина тепловой изоляции — 100 и 75 мм; плотность изоляции — 45 кг/м³; теплопроводность изоляции — 0,035 Вт/(м²·К); теплоемкость материала изоляции — 1 340 Дж/(кг·К).

Грунт со следующими характеристиками: теплоемкость талого грунта — 1 476 Дж/(кг·К); теплоемкость мерзлого грунта — 1 125 Дж/(кг·К); теплопроводность талого грунта 1,57 Вт/(м·К); теплопроводность мерзлого грунта — 2,09 Вт/(м·К); плотность грунта — 1 680 кг/м³.

Параметры СОУ: длина испарительной части — 6 м; диаметр испарительной части — 0,0337 м; длина конденсаторной части — 1 м; диаметр оребрения — 0,067 м.

Характеристики нефти при 20 °С: плотность — 912,2 кг/м³; вязкость — 0,1478 Па·с; теплопроводность — 0,16 Вт/(м·К).

Результаты расчетов температуры нефти в трубопроводе в зависимости от продолжительности остановки представлены в таблице 1, а с учетом влияния СОУ — в таблице 2.

Таблица 1

Значения температур нефти

Толщина изоляции, мм	Продолжительность остановки, час					
	0	24	48	72	96	120
100	30	21,3	17,9	15,5	13,5	11,8
	25	17,5	14,5	12,4	10,7	9,2
	20	13,6	11	9,3	7,8	6,5
75	30	19,6	16,2	13,9	12	10,3
	25	15,9	13	11	9,8	7,9
	20	12,3	9,8	8,1	6,6	5,4

Таблица 2

Значения температур нефти с учетом СОУ

Толщина изоляции, мм	Продолжительность остановки, час					
	0	24	48	72	96	120
100	30	18,7	14,7	11,8	9,4	7,4
	25	14,9	11,3	8,8	6,7	4,8
	20	11,2	8	5,8	3,9	2,3
75	30	17	12,8	10	7,6	5,6
	25	13,4	9,7	7,1	5	3,2
	20	9,8	6,6	4,3	2,5	0,9

Анализируя полученные значения температур нефти, можно сделать вывод, что при толщине изоляции 75 мм нефтепровод плохо удерживает тепло в процессе остывания. Необходимо использовать тепловую изоляцию с большой толщиной.

Результаты эксперимента

Результаты численного эксперимента по определению значений пусковых давлений в зависимости от продолжительности остановки представлены в таблице 3. Получены результаты для подземного нефтепровода с использованием СОУ и без них.

Таблица 3

Значения пусковых давлений

Наличие СОУ	Начальная температура, °С	Продолжительность остановки, ч				
		24	48	72	96	120
Да	30	5,61	5,92	6,25	6,45	6,64
	25	5,9	6,22	6,47	6,69	6,91
	20	6,18	6,51	6,75	6,97	7,2
Нет	30	5,44	5,68	5,88	6,05	6,16
	25	5,68	5,92	6,11	6,3	6,42
	20	5,96	6,2	6,38	6,53	6,67

Обсуждение

Из результатов анализа полученных значений можно сделать вывод о влиянии установленных СОУ на величины температур нефти в процессе охлаждения. Охлаждение нефти сопровождается выпадением парафина и образованием гелеобразного состояния, для сдвига в этих условиях требуется больше давления. Для запуска нефтепровода с СОУ требуется на 8 % больше давления, чем без них для рассматриваемого типа нефти. При увеличении продолжительности остановки с 3 до 5 суток потребуется в среднем на 7 и 4 % больше давления для нефтепровода с СОУ и без них соответственно.

Максимально допустимым давлением для рассматриваемого нефтепровода является величина в 7 МПа. Для нефтепровода с СОУ при остановке на 4 и 5 сутки при начальной температуре перекачки 25 и 20 °С может не хватить давления для запуска. Из-за сложности описания реологических свойств нефти в переходных процессах, которые зависят от механических и температурных воздействий при подготовке ее к транспорту, точно спрогнозировать процесс запуска нефтепровода и потребности в давлении проблематично. Поэтому необходимо предусматривать запас по давлению для

недопущения застывания нефтепровода. При транспортировке в зимние периоды для предотвращения проблем используют присадки [7]. От количества вводимого компонента зависят величина вязкости нефти и начальное напряжение сдвига. Расчет величины безопасного времени остановки нефтепровода необходимо выполнять с учетом всех особенностей.

Выводы

В работе представлен численный эксперимент по определению величин пускового давления для подземных нефтепроводов с установленными СОУ. Анализ полученных значений показал необходимость учета дополнительного источника холода в грунте в виде СОУ при расчете безопасного времени остановки. Получены величины пусковых давлений в зависимости от времени остановки. Предиктивное управление пусковым давлением магистрального нефтепровода позволяет выбрать оптимальный способ обеспечения надежной и бесперебойной работы основного оборудования систем транспорта углеводородов.

Авторы статьи благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

Библиографический список

1. Голофаст, С. Л. Влияние температурного поля трассы магистрального нефтепровода на прочностную надежность линейных участков / С. Л. Голофаст, А. Ю. Влагова. – DOI 10.24000/0409-2961-2019-11-24-33. – Текст : непосредственный // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 11. – С. 24–33.
2. Гаррис, Н. А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды : специальность 05.15.13 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Гаррис Нина Александровна. – Уфа, 1998. – 385 с. – Текст : непосредственный.
3. Физико-математическое моделирование полей температуры и льдистости в мерзлых грунтах вокруг заглубленного трубопровода / А. Б. Шабаров, П. Ю. Михайлов, Л. А. Пульдас, А. А. Вакулин. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2010. – № 6. – С. 14–19.
4. Экспериментальное исследование полей температуры вблизи заглубленных трубопроводов / А. Б. Шабаров, П. Ю. Михайлов, М. Н. Вилков [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – Том II. – С. 108–111.
5. Numerical simulation of a buried hot crude oil pipeline during shutdown / Ch. Xu, B. Yu, Z. Zhang [et al.]. – DOI 10.1007/s12182-010-0008-x. – Direct text // Petroleum Science. – 2010. – Vol. 7. – P. 73–82.
6. Yang, M. Simulation Testing on the Shutdown and Safe Restart of Crude Oil Pipelines / M. Yang, J. Jing, L. Lei [et al.]. – DOI 10.1061/41202(423)154. – Direct text // International Conference on Pipelines and Trenchless Technology 2011. – Beijing, China, 2011. – P. 1453–1464.
7. Исследование причин снижения эффективности депрессорной присадки при перекачке парафинистых нефтей / А. Ю. Ляпин, В. О. Некучаев, С. К. Овчинников, М. М. Михеев. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-2-157-163. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, № 2. – С. 157–163.

8. Oldroyd, J. G. On the formulation of rheological equations of state / J. G. Oldroyd. – DOI 10.1098/rspa.1950.0035. – Direct text // The Royal Society Publishing. – 1950. – Vol. 200, Issue 1063. – P. 523–541.
9. Tanner, K. J. Progress in experimental rheology. Theoretical Rheology / K. J. Tanner. – London, 1975. – 377 p. – Direct text.
10. Joseph, D. D. Potential flows of viscous and viscoelastic fluids / D. D. Joseph, T. Y. Liao. – DOI 10.1017/S0022112094000741. – Direct text // Journal of Fluid Mechanics. – 1994. – Vol. 265. – P. 1–23.
11. Дегтярев, В. Н. Вопросы пуска нефтепровода с парафинистой нефтью после его остановки / В. Н. Дегтярев. – Текст : непосредственный // Обзорная информация. Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». – Москва, 1982. – Вып. 17. – 61 с.
12. Кырнышева, П. А. Оценка времени безопасной остановки и пускового давления для магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» / П. А. Кырнышева, В. О. Некучаев, П. В. Федоров. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 157–163.
13. Черников, В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В. И. Черников. – Москва : Гостехиздат, 1958. – 163 с. – Текст : непосредственный.
14. Лурье, М. В. Метод расчета времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода / М. В. Лурье, Н. П. Чупракова. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – № 7–8. – 2019. – С. 68–74.
15. Ширяев, А. М. Определение времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода, транспортирующего смеси высоковязких нефтей, на примере МН «Уса-Ухта», МН «Ухта-Ярославль» / А. М. Ширяев, П. В. Федоров. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 122–124.
16. Влияние особенностей конструкций термостабилизаторов на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе / А. У. Якупов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-140-148. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 140–148.
17. Мукук, К. В. Элементы гидравлики релаксирующих аномальных систем / К. В. Мукук. – Ташкент : Фан, 1980. – 115 с. – Текст : непосредственный.
18. Роуч, П. Дж. Вычислительная гидродинамика / П. Роуч ; перевод с английского В. А. Гущина, В. Я. Митницкого ; под редакцией П. И. Чушкина. – Москва : Мир, 1980. – 616 с. – Текст : непосредственный.
19. Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время безопасной остановки нефтепровода / А. У. Якупов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 120–126.
20. Имитационное моделирование нестационарных теплофизических процессов при мониторинге надежности магистральных нефтепроводов Арктики / В. В. Голик, Ю. Д. Земенков, М. Ю. Земенкова [и др.]. – DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-89-103. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 2. – С. 89–103.

References

1. Golofast, S. L., & Vladova, A. Yu. (2019). Influence of temperature field route of the oil-trunk pipeline on linear section strength reliability. Occupational safety in industry, (11), pp. 24-33. (In Russian). DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-24-33
2. Garris, N. A. (1998). Ekspluatatsiya nefteproduktoprovodov v razlichnykh temperaturnykh rezhimakh i zagruzkakh pri uslovii sokhrannosti ekologicheskoy sredy. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, 385 p. (In Russian).
3. Shabarov, A. B., Mikhailov, P. Yu., Puldas, L. A., & Vakulin, A. A. (2010). Physical-mathematical modelling of temperature and ice content fields in the frozen soil around the buried pipeline. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, (6), pp. 14-19. (In Russian).

4. Shabarov, A. B., Mikhailov, P. Yu., Vilkov, M. N., Vakulin, A. A., & Suvorovtsev, I. A. (2011). Eksperimental'noe issledovanie poley temperatury vblizi zaglublennykh truboprovodov. Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri. Materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoy 55-letiyu Tyumenskogo gosudarstvennogo neftegazovogo universiteta. Tom II. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 108-111. (In Russian).
5. Xu, C., Yu, B., Zhang, Z., Zhang, J., Wei, J., & Sun, Sh. (2010). Numerical simulation of a buried hot crude oil pipeline during shutdown. Petroleum Science, (7), pp. 73-82. (In English). DOI: 10.1007/s12182-010-0008-x
6. Yang, M., Jing, J., Lei, L., Tan, J., & Chen, J. (2011). Simulation Testing on the Shutdown and Safe Restart of Crude Oil Pipelines. International Conference on Pipelines and Trenchless Technology 2011. Beijing, China, pp. 1453-1464. (In English). DOI: 10.1061/41202(423)154
7. Lyapin, A. Y., Nekuchaev, V. O., Ovchinnikov, S. K., & Mikheev, M. M. (2020). Investigation of the reasons for decreased efficiency of depressant additives during the pumping of paraffinic oils. Science and technologies: oil and oil products pipeline transportation, 10(2), pp. 157-163. (In Russian). DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-2-157-163
8. Oldroyd, J. G. (1950). On the formulation of rheological equations of state. The Royal Society Publishing, 200(1063), pp. 523-541. (In English). DOI: 10.1098/rspa.1950.0035
9. Tanner, K. J. (1975). Progress in experimental rheology. Theoretical Rheology. London, 377 p. (In English).
10. Joseph, D. D., & Liao, T. Y. (1994). Potential flows of viscous and viscoelastic fluids. Journal of Fluid Mechanics, 265, pp. 1-23. (In English). DOI: 10.1017/S0022112094000741
11. Degtiarev, V. N. (1982). Voprosy pushka nefteprovoda s parafinistoy neft'yu posle ego ostanovki. Obzornaya informatsiya. Seriya "Transport i khraneniye nefti i nefteproduktov". Moscow, Vyp. 17, 61 p. (In Russian).
12. Kyrnysheva, P. A., Nekuchaev, V. O., & Fedorov, P. V. (2016). Otsenka vremeni bezopasnoy ostanovki i puskovogo davleniya dlya magistral'nogo nefteprovoda "Usa-Ukhta". Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii i transporta trudnoizvlekaemykh zasposov ugdevodorodov: materialy mezhregional'noi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii. Ukhta, Ukhta State University Publ., pp. 157-163. (In Russian).
13. Chernikin, V. I. (1958). Perekachka vyazkikh i zastyvayushchikh neftey. Moscow, Gostoptekhzdat Publ., 163 p. (In Russian).
14. Lurie, M. V., & Chuprakova, N. P. (2019). Calculation method of the safety shutdown time of a "heated" oil pipeline. Oil and Gas Territory, (7-8), pp. 68-74. (In Russian).
15. Shiryaev, A. M., & Fedorov, P. V. (2016). Opredeleniye vremeni bezopasnoy ostanovki «goryachego» neftepro-voda, transportiruyushchego smesi vysokovyazkikh neftey, na primere MN "Usa-Ukhta", MN "Ukhta-YArosavl'". Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdeniy i transporta trudnoizvlekaemykh zasposov uglevodorodov. Materialy mezhregional'noy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Ukhta, Ukhta State University Publ., pp. 122-124. (In Russian).
16. Yakupov, A. U., Cherentsov, D. A., Voronin, K. S., Zemenkov, Yu. D. (2019). The effect of structural features of heat stabilizers during the cooling time of oil in a stopped oil pipeline. Oil and Gas Studies, (6), pp. 140-148. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-140-148
17. Mukuk, K. V. (1980). Elementy gidravliki relaksiruyushchikh anomal'nykh sistem. Tashkent, Fan Publ., 115 p. (In Russian).
18. Rouch, P. D. (1980). Vychislitel'naya gidrodinamika. Moscow, Mir Publ., 618 p. (In Russian).
19. Yakupov, A. U., Cherentsov, D. A., Voronin, K. S., & Zemenkov, Iu. D. (2019). Estimating the effect of seasonally-operating cooling devices during a safe stop of the oil pipeline a. Oil and Gas Studies, (3), pp. 120-126. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126
20. Golik, V. V., Zemenkov, Yu. D., Zemenkova, M. Yu. Chizhevskaya, E. L., & Voronin, K. S. (2021). Simulation modeling of non-stationary thermophysical processes when monitoring the reliability of main oil pipelines in the arctic. Oil and Gas Studies, (2), pp. 89-103. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-89-103

Сведения об авторах

Якупов Азамат Ульфатович, ассистент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Черенцов Дмитрий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Торопов Сергей Юрьевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Земенкова Мария Юрьевна, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Шабаров Александр Борисович, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Чижевская Елена Леонидовна, к. э. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Пономарева Татьяна Георгиевна, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Azamat U. Yakupov, Assistant at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

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

Sergey Yu. Toropov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Maria Yu. Zemenkova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Alexandr B. Shabarov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Elena L. Chizhevskaya, Candidate of Economics, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Tatyana G. Ponomareva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

**Влияние молибдена на структуру и свойства электроосажденных
сплавов железа и никеля**

И. М. Ковенский, Е. В. Корешкова, А. А. Кулемина, Л. З. Чаугарова*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: chaugarovalz@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе рассмотрены электроосажденные покрытия сплавами на основе железа и никеля, легированные молибденом. Исследования, проведенные методами оптической и электронной микроскопии, рентгеноструктурный анализ, а также определение твердости и скорости коррозии исследуемых покрытий позволили определить закономерности влияния структуры на свойства электроосажденных сплавов непосредственно после получения, а также после термической обработки. Коррозионные испытания, проводимые как в средах попутно добываемых вод нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири, так и в стандартных средах, позволили определить условия получения и термической обработки, при которых эффективность защиты покрытиями максимальна. Благодаря сравнению со стандартными средами установлено влияние не только pH среды, но и степени ее минерализации. Данная работа может представлять интерес для исследователей, занимающихся изучением структуры и свойств электроосажденных покрытий, а также специалистов в области противокоррозионной защиты и технологий гальванических производств.

Ключевые слова: электролитические покрытия; термическая обработка; свойства покрытий; эксплуатационные свойства; коррозионная стойкость

**Effect of molybdenum on the structure and properties of electrodeposited
alloys of iron and nickel**

**Ilya M. Kovenskiy, Elena V. Koreshkova, Alena A. Kulemina,
Larisa Z. Chaugarova***

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: chaugarovalz@tyuiu.ru*

Abstract. The article considered electrodeposited coatings made of iron- and nickel-based alloys doped with molybdenum. The studies carried out by optical

and electron microscopy, X-ray structural analysis, as well as the determination of hardness and corrosion rate of the coatings under study allowed us to determine the laws of the influence of the structure on the properties of electrodeposited alloys immediately after obtaining, as well as after thermal treatment. Corrosion tests carried out both in the media of produced water of oil fields of Western and Eastern Siberia and in standard media allowed to determine the conditions for obtaining and thermal treatment of coatings, in which the effectiveness of protection with coatings is at maximum. Due to comparison with standard media, the influence of not only the pH of the medium but also the degree of its mineralization has been established. This article may be of interest to researchers studying the structure and properties of electrodeposited coatings, as well as to specialists in the field of corrosion protection and technologists of galvanic production.

Key words: electrolytic coatings; heat treatment; coating properties; operational properties; resistance to corrosion

Введение

Электролитические покрытия железом для восстановления деталей машин используются довольно давно. Данные покрытия нашли широкое распространение, ввиду того что позволяют получать слои толщиной до нескольких миллиметров. Однако электроосажденное железо при высокой твердости имеет незначительную коррозионную стойкость. Применение электролитических сплавов на основе железа позволяет существенно улучшить эксплуатационные характеристики получаемых покрытий и расширить спектр их использования. Также широкое распространение получили покрытия никелем, электролиты которого имеют хорошую рассеивающую способность и позволяют получать покрытия значительной толщины.

Железо и никель относятся к одной группе химических элементов, и при их легировании отмечаются некоторые закономерности формирования структуры и свойств получаемых покрытий. Особый интерес вызывает термообработка электролитических сплавов.

Работа посвящена электролитическим покрытиям сплавами на основе железа и никеля, легированных молибденом, который является эффективным аморфизатором, влияющим на структуру и, как следствие, изменение свойств электроосажденных сплавов.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются электролитические покрытия сплавами железо — молибден и никель — молибден. Эти покрытия могут быть использованы в качестве защитных и защитно-декоративных. Условия электроосаждения и составы электролитов представлены в таблице 1. Получаемые покрытия, имеющие толщину 20–30 мкм, подвергались термообработке при различных температурах в защитной среде (в качестве защитной среды использовали аргон).

Электроосаждение покрытий проводили на стандартном оборудовании при режимах электролиза, соответствующих режимам от мягких (до 0,33 Е/Епр) до жестких (свыше 0,66 Е/Епр), где Е/Епр — отношение перенапряжения на катоде при протекании процесса электролиза к перенапряжению на предельной плотности тока ($i_{пр}$) [1–15].

Таблица 1

Покрывтия и условия получения

Сплав	Fe — Mo	Ni — Mo
Содержание легирующего элемента, мас. %	2 — 30	5 — 30
Состав электролита, г/л	FeSO ₄ — 150 Na ₂ MoO ₄ — 1–10 KCl — 20 C ₆ H ₈ O ₇ — 5	NiSO ₄ — 150 Na ₂ MoO ₄ — 1–10 KCl — 20 C ₆ H ₈ O ₇ — 5
Температура электролита t, °C	20–60	20–60
Плотность тока i _к , А/дм ²	2–15	2–15
pH	2–2,5	2–2,5

Определение микротвердости проводили по методу восстановленного отпечатка на приборе ПМТ-3М. Скорость коррозии определяли по убыли веса в стандартных средах, а также в попутно добываемых водах нефтяных месторождений. Составы попутно добываемых вод месторождений Западной и Восточной Сибири приведены в таблице 2.

Структурные исследования проводили с использованием программно-аппаратного комплекса *Olympus GX51F*. Для оценки тонкой структуры и морфологии поверхности применяли просвечивающий микроскоп *Philips CM-12* и растровый электронный микроскоп *JEOL JSM-6510A*. Дифрактометрический анализ проводили на рентгеновском программно-аппаратном комплексе ДРОН-7.

Таблица 2

Состав попутно добываемых вод

Содержание ионов, мг/л	Коррозионная среда (месторождение)		
	Кальчинское	Еты-Пуровское	Куямбинское
Cl ⁻	5 751	4 468	188 150
HCO ₃ ⁻	3 416	549	28,06
SO ₄ ²⁻	5,6	8	170
Ca ²⁺	72	276	42 000
Mg ²⁺	7,8	12	8 640
Na ⁺ +K ⁺	4 918,92	2 725	57 244,7
Fe _{общ}	0,08	0	1,32
Суммарная минерализация			
мг/л	14 171	8038	296 234
мг-экв/л	419,1	258,8	10 413,8
pH	8,03	7	4,26

Статистическую обработку экспериментальных данных проводили, используя программы *SPSS Statistics*, *Excel*.

Результаты и их обсуждение

Рентгеноструктурный анализ покрытий сплавами железа — молибден показал, что с увеличением количества молибдена в осадке до 18 % происходит постепенное возрастание параметра объемно-центрированной кубической решетки (табл. 3), что свидетельствует о наличии твердых растворов замещения молибдена в железе. На дифрактограммах наблюдаются только размытые линии твердых растворов. Отсутствие рефлексов на ди-

фрактограммах сплавов с содержанием молибдена более 25 %, свидетельствует о рентгеноаморфности получаемых покрытий.

Таблица 3

Влияние содержания молибдена на структурные характеристики электроосажденных сплавов Fe-Mo и Ni-Mo

Содержание молибдена в покрытиях, %	α , нм		d , мкм	
	Fe — Mo	Ni — Mo	Fe — Mo	Ni — Mo
5	0,2881	0,3520	35,0	50,0
12,5	0,2892	0,3556	10,5	36,0
18	0,2894	0,3590	5,0	12,0
25	—	0,3615	—	10,0
30	—	—	—	—

Аналогичные явления происходят в электролитических сплавах никеля с молибденом. Сплавы, содержащие не более 5 % молибдена, представляют собой твердые растворы молибдена в никеле. С увеличением концентрации молибдена до 25 % на дифрактограмме наблюдаются уширение пиков и их размытость, в то время как на классической диаграмме состояния такой сплав является двухфазным и содержит помимо твердого раствора интерметаллид MoNi_4 . Увеличение концентрации сплава до 30 % приводит к его аморфизации. На дифрактограмме сплава отсутствуют рефлексы, которые свидетельствовали бы о его кристаллическом строении.

Микроструктура сплавов железо — молибден и никель — молибден представлена на рисунках 1 и 2.

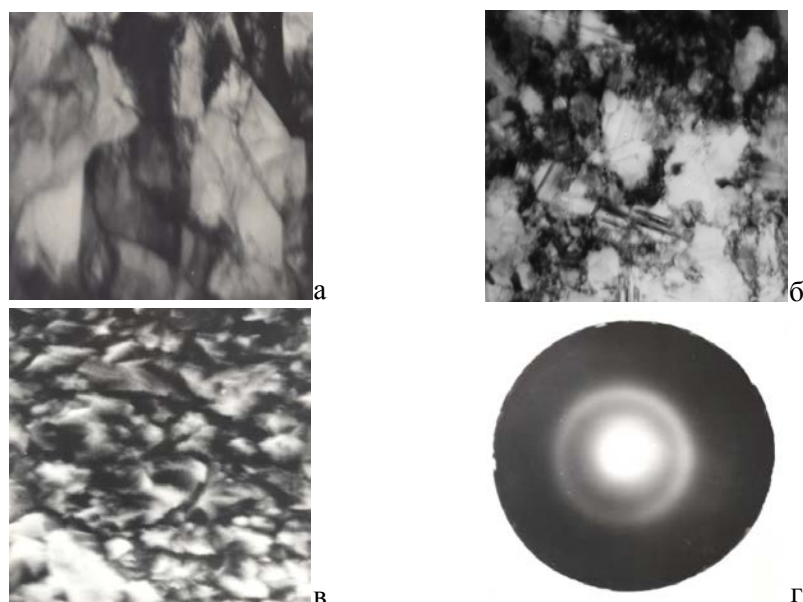


Рис. 1. Микроструктуры сплавов Fe — 5 % Mo (а); Fe — 12,5 % Mo (б); Fe — 18 % Mo (в) ($\times 20\,000$) и электронограмма сплава Fe — 25 % Mo (г)

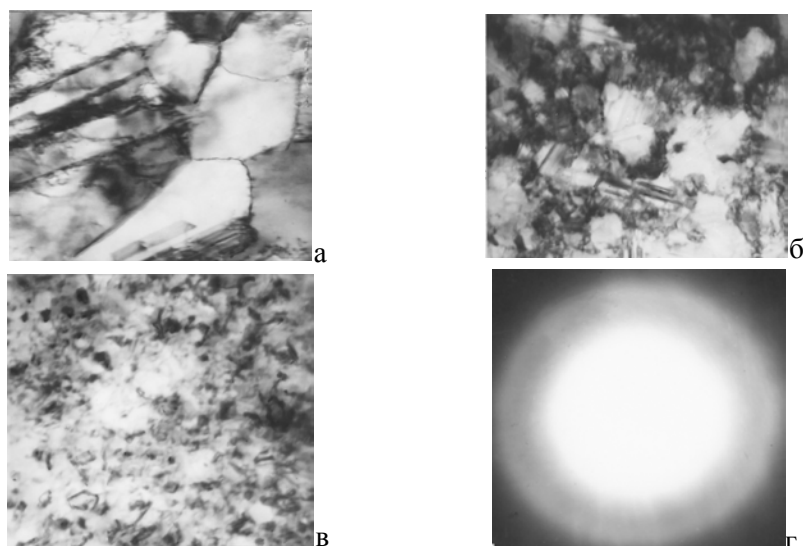


Рис. 2. Микроструктуры чистого никеля (а), сплавов Ni — Mo 12,5 % (б) и 18 % (в) и электронограмма сплава Ni — 25 % Mo (г)

При увеличении содержания молибдена в электролитических сплавах происходит диспергирование структуры, сопровождается изменением микротвердости. На рисунках 3 и 4 показано изменение микротвердости ($H\mu$) и дисперсности (d) сплавов железо — молибден и никель — молибден в зависимости от степени легирования.

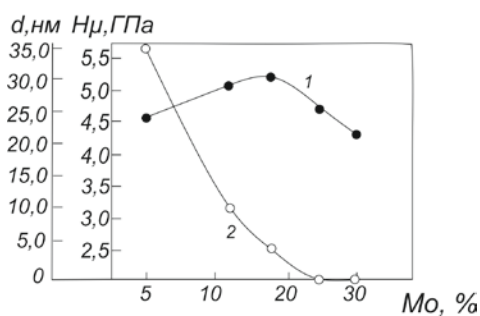


Рис. 3. Зависимость микротвердости и дисперсности сплавов железо — молибден от содержания легирующего элемента: 1 — микротвердость; 2 — дисперсность

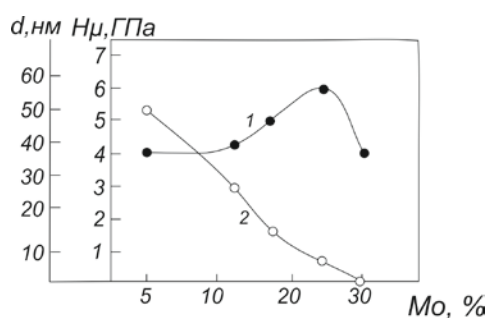


Рис. 4. Зависимость микротвердости и дисперсности сплавов никель — молибден от содержания легирующего элемента: 1 — микротвердость; 2 — дисперсность

С повышением дисперсности структуры сплавов наблюдается увеличение микротвердости, однако при достижении аморфного состояния микротвердость сплавов железо-молибден и никель-молибден имеет тенденцию к снижению.

Коррозионную стойкость сплавов определяли в средах попутно добываемых вод нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири. Составы сред приведены в таблице 2. Также использовались контрольные среды, состоящие из 3 %-го раствора NaCl (pH 7) и 3 % раствора NaCl с добавлением CH_3COOH (pH 4,97).

Результаты исследований приведены на рисунках 5 и 6 (сплавы железо — молибден) и рисунках 7 и 8 (сплавы никель — молибден).

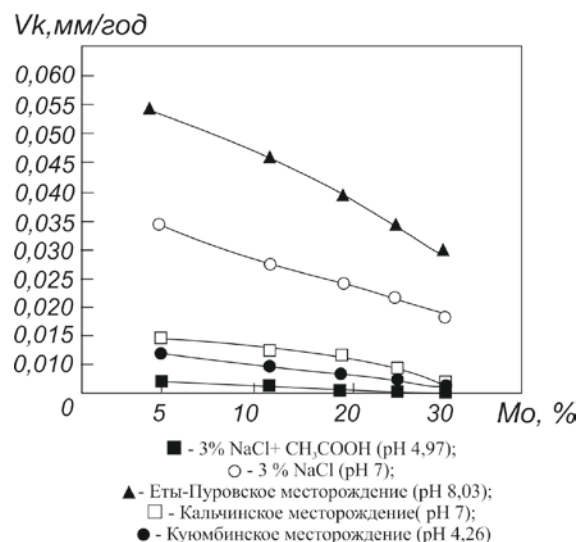


Рис. 5. Зависимость скорости коррозии (V_k) электролитических покрытий сплавами железо — молибден от содержания легирующего элемента (Mo , %)

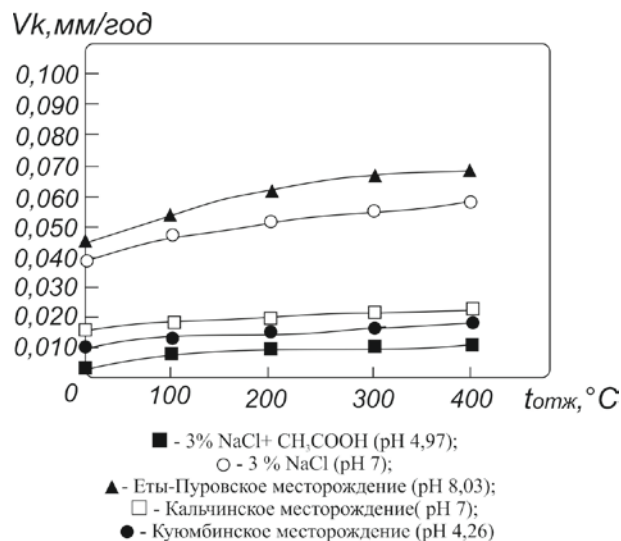


Рис. 6. Зависимость скорости коррозии (V_k) сплава железо — 18 % молибдена от температуры отжига

Пониженные значения скорости коррозии в средах Куюмбинского месторождения и контрольной кислотной среды обусловлены большей устойчивостью молибдена в кислых средах. Увеличение концентрации легирующего элемента также снижает скорость коррозии, а при достижении концентрации 30 % происходит аморфизация покрытий, что приводит к снижению активных центров коррозии.

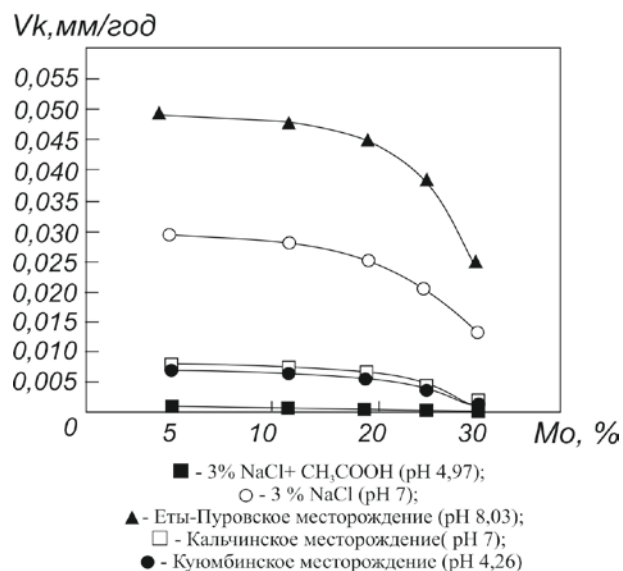


Рис. 7. Зависимость скорости коррозии (V_k) электролитических покрытий сплавами никель — молибден от содержания легирующего элемента (Мо, %)

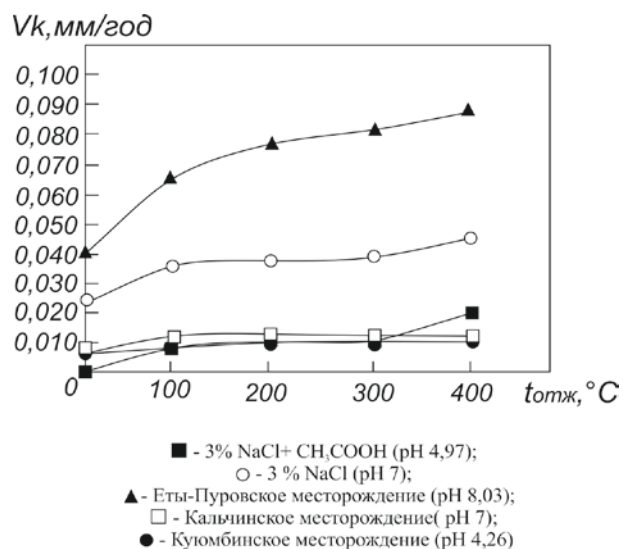


Рис. 8. Зависимость скорости коррозии (V_k) сплава никель — 25 % молибдена от температуры отжига

Возрастание скорости коррозии сплавов после отжига при температуре 400 °С объясняется протеканием начальных стадий рекристаллизации в покрытиях и повышением числа активных центров коррозии [12].

Выводы

Анализ полученных результатов исследования структуры и свойств электролитических сплавов железо — молибден и никель — молибден позволяет сделать следующие выводы:

- Наибольшей эффективностью противокоррозионной защиты обладают покрытия сплавами, содержащие 25–30 % молибдена с применением отжига при 200 °С.
- Скорость коррозии коррелирует со структурой электроосажденных сплавов, на формирование которой оказывают воздействия режимы осаждения и отжига.
- Природно-климатические особенности различных регионов оказывают существенное влияние на элементный состав и кислотность коррозионных сред (попутно добываемых вод), что следует учитывать при оптимизации технологических параметров электроосаждения и термообработки покрытий в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

Библиографический список

1. Electrochemical deposition and characterization of Ni-Mo alloy powders / M. G. Pavlović, B. M. Jović, V. D. Jović [et al.]. – DOI 10.2298/PAC0702011P. – Direct text // Processing and Application of Ceramics. – 2007. – Vol. 1, Issue 1–2. – P. 11–17.
2. Electrodeposition and Characterization of Nanocrystalline Ni-Mo Catalysts for Hydrogen Production/ J. Halim, R. Abdel-Karim, S. El-Raghy [et al.]. – Text : electronic // Journal of Nanomaterials. – 2012. – Vol. 18. – URL: <https://doi.org/10.1155/2012/845673>.
3. Influence of molybdenum on the mechanical properties, electrochemical corrosion and wear behavior of electrodeposited Ni-Mo alloy / N. P. Wasekar, S. Verulkar, M. V. N. Vamsi, G. Sundararajan. – DOI 10.1016/j.surfcoat.2019.04.059. – Direct text // Surface & Coatings Technology. – 2019. – Vol. 370. – P. 298–310.
4. Allahyarzadeh, M. H. Electrodeposition of high Mo content amorphous/nanocrystalline Ni-Mo alloys using 1-ethyl-3-methyl-imidazolium chloride ionic liquid as an additive/ M. H. Allahyarzadeh, B. Roozbehani, A. Ashrafi. – DOI 10.1016/j.electacta.2011.09.011. – Direct text // Electrochimica Acta. – 2011. – Vol. 56, Issue 27. – P. 10210–10216.
5. Плеханов, И. Ф. Расчет и конструирование устройств для нанесения гальванических покрытий / И. В. Плеханов. – Москва : Машиностроение, 1988. – 224 с. – Текст : непосредственный.
6. Электролитическое легирование железа и никеля молибденом / В. В. Поветкин, И. М. Ковенский, Н. Л. Венедиктов [и др.]. – Текст : непосредственный // Металлы. – 1997. – № 4. – С. 41–43.
7. Kulemina, A. A. Influence of annealing on corrosion properties of electroplated coatings / A. A. Kulemina I. M. Kovenskiy, S. S. Michiy. – Text : electronic // IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 511. – URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/511/1/012015>.
8. Kulemina, A. A. Influence of the Conditions for Obtaining Coatings on the Structure and Properties / A. A. Kulemina, I. M. Kovenskiy. – DOI 10.1016/j.matpr.2018.12.150. – Direct text // Materials Today : Proceedings. – 2019. – Vol. 11. – P. 311–316.
9. Study of Ni-Mo electrodeposition in direct and pulse-reverse current / Yu. M. Stryuchkova, N. B. Rybin, D. V. Suvorov [et al.]. – Text : electronic // Journal of Physics : Conference Series. – 2017. – Vol. 857, Issue 1. – URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/857/1/012046>.

10. Формирование структуры никель-молибденовых сплавов при электроосаждении и отжиге / И. М. Ковенский, А. А. Неупокоева, И. А. Венедиктова, А. Г. Обухов / DOI 10.31660/0445-0108-2015-2-97-100. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 97–100.
11. Бокштейн, Б. С. Диффузия в металлах / Б. С. Бокштейн. – Москва : Металлургия. – 1978. – 248 с. – Текст : непосредственный.
12. Влияние условий получения покрытий на структуру и свойства электроосажденного никеля и сплавов на его основе / А. А. Кулемина, А. В. Афонаскин, И. М. Ковенский, В. В. Поветкин. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-3-123-127. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 123–127.
13. Кулемина, А. А. Применение электролитических никель-молибденовых покрытий для защиты деталей нефтепромыслового оборудования / А. А. Кулемина, И. М. Ковенский. – DOI 10.18503/1995-2732-2021-19-1-35-41. – Текст : непосредственный // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г. И. Носова. – 2021. – Т. 19, № 1. – С. 35–41.
14. Ковенский, И. М. Нанокристаллические и аморфные покрытия деталей и конструкций нефтегазового оборудования : учебное пособие для вузов / И. М. Ковенский, В. В. Поветкин, Е. В. Корешкова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 60 с. – Текст : непосредственный.
15. Koreshkova, E. V. Effect of elemental composition on structure and corrosion resistance of electrolytic iron-based alloys / E. V. Koreshkova, A. A. Kulemina. – Direct text // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 357. – URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/357/1/012020>.

References

1. Pavlović, M. G., Jović, B. M., Jović, V. D., Lačnjevac, U., & Maksimović, V. M. (2007). Electrochemical deposition and characterization of Ni-Mo alloy powders. Processing and Application of Ceramics, 1(1-2), pp. 11-17. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1155/2012/845673>
2. Halim, J., Abdel-Karim, R., El-Raghy, S., Nabil, M., & Waheed, A. (2012). Electrodeposition and Characterization of Nanocrystalline Ni-Mo Catalysts for Hydrogen Production. Hindawi Publishing Corporation. Journal of Nanomaterials, 18. (In English). DOI: 10.1155/2012/845673
3. Wasekar, N. P., Verulkar, S., Vamsi, M. V. N., & Sundararajan, G. (2019). Influence of molybdenum on the mechanical properties, electrochemical corrosion and wear behavior of electrodeposited Ni-Mo alloy. Surface & Coatings Technology, 370, pp. 298-310. (In English). DOI: 10.1016/j.surfcoat.2019.04.059
4. Allahyarzadeh, M. H., Roozbehani, B., & Ashrafi, A. (2011). Electrodeposition of high Mo content amorphous/nanocrystalline Ni - Mo alloys using 1-ethyl-3-methyl-imidazolium chloride ionic liquid as an additive. Electrochimica Acta, 56(27), pp. 10210-10216. (In English). DOI: 10.1016/j.electacta.2011.09.011
5. Plekhanov, I. F. (1988). Raschet i konstruirovaniye ustroystv dlya naneseniya gal'vanicheskikh pokrytiy. Moscow, Mashinostroenie Publ., 224 p. (In Russian).
6. Povetkin, V. V., Kovenskiy, I. M., Venediktov, N. L., Terebova, N. S., Sosnov, V. A., & Niculenko, O. V. (1997). Elektroliticheskoe legirovaniye zheleza i nikelya molibdenom. Metally, (4), pp. 41-43. (In Russian).
7. Kulemina, A. A., Kovenskiy, I. M., & Michiy, S. S. (2019). Influence of annealing on corrosion properties of electroplated coatings. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/511/1/012015>
8. Kulemina, A. A., & Kovenskiy, I. M. (2019). Influence of the Conditions for Obtaining Coatings on the Structure and Properties. Materials Today: Proceedings, (11), pp. 311-316. (In English).
9. Stryuchkova, Yu. M., Rybin, N. B., Suvorov, D. V., Gololobov, G. P., Tolstoguzov, A. B., Tarabrin, D. Y.,... Slivkin, E. V. (2017). Study of Ni-Mo electrodeposition in direct and pulse-reverse. Journal of Physics: Conference Series, 857(1). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/857/1/012046>

10. Kovenskii, I. M., Neupokoeva, A. A., Venedictova, I. A., & Obukhov, A. G. (2015). Formation of the structure of nickel-molybdenum alloys during electrodeposition and annealing. Oil and gas studies, (2), pp. 97-100. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-2-97-100
11. Bokshtein, B. S. (1978). Diffuziya v metallakh. Moscow, Metallurgiya Publ., 248 p. (In Russian).
12. Kulemina, A. A., Afonaskin, A. V., Kovenskiy, I. M., & Povetkin, V. V. (2018). Influence of conditions for obtaining coatings on the structure and properties of electrodeposited nickel and alloys based on it. Oil and Gas Studies, (3), pp. 123-127. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-123-127
13. Kulemina, A. A., & Kovenskiy, I. M. (2021). Electrolytic nickel-molybdenum coatings applied to protect parts of oilfield equipment. Vestnik of Nosov Magnitogorsk state technical university, 19(1), pp. 35-41. (In Russian). DOI: 10.18503/1995-2732-2021-19-1-35-41
14. Kovenskiy, I. M., Povetkin, V. V., & Koreshkova, E. V. (2012) Nanokristallicheskie i amorfnye pokrytiya detaley i konstruksiy neftegazovogo oborudovaniya. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 60 p. (In Russian).
15. Koreshkova, E. V., & Kulemina, A. A. (2018). Effect of elemental composition on structure and corrosion resistance of electrolytic iron-based alloys. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 357. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/357/1/012020>

Сведения об авторах

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

Корешкова Елена Владимировна, к. т. н., доцент кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кулемина Алена Александровна, старший преподаватель кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Чаугарова Лариса Зиннуровна, аспирант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: chaugarovalz@tyuiu.ru

Information about the authors

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

Elena V. Koreshkova, Candidate of Engineering, Assistant Professor at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen

Alena A. Kulemina, Senior Lecturer at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen

Larisa Z. Chaugarova, Postgraduate at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, e-mail: chaugarovalz@tyuiu.ru

Памяти известного российского ученого

Ивана Ивановича Клещенко (20.12.1941 — 19.11.2021)



Иван Иванович Клещенко родился 20.12.1941 г. в хуторе Одинцев Волоковского района Курской области. В 1958 г. окончил среднюю школу с серебряной медалью.

В 1961 г. окончил Старооскольский геологоразведочный техникум и был направлен на работу в Березовскую картосоставительную партию Тюменской комплексной геологоразведочной экспедиции (ТКГРЭ) Тюменского геологического управления.

С 1961 по 1964 гг. Иван Иванович проходил службу в рядах Советской Армии в ГДР. После демобилизации вернулся в г. Тюмень и приступил к работе техником-геологом, геологом ТКГРЭ (1964–1975 гг.), занимался геологической и гидрологической съемкой в Среднеобской и Надым-Пурской НГО, а также в южных районах Тюменской области. В 1975 г. окончил Тюменский индустриальный институт и с 1976 по 1984 гг. работал в Тюменской тематической экспедиции Главтюменьгеологии, а с 1984 по 1996 гг. в институте ЗапСибБурНИПИ — старшим геологом, заведующим лабораторией, заведующим отделом по ремонту и восстановлению нефтяных и газовых скважин. Занимался вопросами освоения, испытания поисковых и разведочных скважин, ограничением и ликвидацией водопритоков, интенсификацией притоков углеводородов. Иван Иванович Клещенко в 1988 г. защитил кандидатскую диссертацию. С 1996 по 2007 гг. работал в институте ТюменНИИгипрогаз старшим научным сотрудником, заведующим отделом интенсификации притоков углеводородов и ремонта скважин. Клещенко Иван Иванович — руководитель и непосредственный участник выполнения более 50 НИР по важнейшим темати-

кам бывшего МинГео СССР и Газпрома России, внесших существенный вклад в научное обоснование, разработку и внедрение инновационных технологий в нефтегазовую отрасль и экономику Тюменской области, Западно-Сибирского региона и России.

Стаж работы в геологической и нефтегазовой отраслях составил более 53 лет.

В 1999 г. Иван Иванович защитил докторскую диссертацию, с 2004 г. — действительный член Российской Академии естественных наук, с 2007 г. — профессор ВАК.

С 2000 по 2007 гг. работал в ТюмГНГУ профессором (совместителем), с 2007 г. до последних дней жизни в ТюмГНГУ (позднее — Тюменском индустриальном университете (ТИУ)) в должности профессора кафедры на постоянной основе. Являлся членом диссертационных советов Д 212.273.01 и Д 212.273.02, с 2019 года — член диссертационного совета Д 212.273.11 по специальности: 25. 00.15 «Технология бурения и освоения скважин» (технические науки).

За время работы на кафедре Иван Иванович зарекомендовал себя как высококвалифицированный преподаватель для подготовки бакалавров и магистров, специализирующихся в области геолого-промыслового обоснования строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. Под его научным руководством защищены 4 кандидатские и 1 докторская диссертации.

Иван Иванович Клещенко выполнял научные исследования в области геолого-промыслового обоснования и разработки инновационных методов и технологий вскрытия продуктивных пластов, интенсификации притоков углеводородов и производства работ по ограничению и ликвидации водопритокков при эксплуатации нефтяных и газовых скважин, в области технологии вскрытия продуктивных пластов в скважинах с горизонтальными стволами в продуктивных пластах, их освоения, исследования и интенсификации притоков с использованием струйных аппаратов.

Автор 67 патентов РФ на изобретение, более 400 научных трудов, включая 1 учебник, 10 учебных пособий (с грифом УМО-4), справочник (в 2 томах), 12 монографий.

Благодаря высокой профессиональной компетенции, личным и деловым качествам Иван Иванович заслуженно пользовался авторитетом и уважением среди коллег.

Иван Иванович Клещенко награжден медалями: «Ветеран труда», «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири», юбилейной медалью «Геологоразведчикам — первопроходцам Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа», почетной серебряной медалью им. В. И. Вернадского РАЕН. Награжден знаком «За заслуги в геологии и ветеранском движении», знаком «Изобретатель СССР». Присвоено звание «Почетный геолог Тюменской области», объявлена благодарность за участие в конкурсе «Лучшее учебное пособие», награжден почетными грамотами ТИУ.

*Коллектив Тюменского индустриального университета, коллеги,
друзья глубоко скорбят о внезапном уходе из жизни Ивана Ивановича
Клещенко, выражают соболезнования родным и близким.
Память о нем навсегда останется в наших сердцах.*

Памяти известного российского ученого

Ромена Зеликовича Магарила (19.11.1931 — 11.11.2020)



«Выдающийся ученый, с непростой судьбой, талантливый педагог и Человек с большой буквы, он всегда жил по совести, работал в полную силу и болел за будущее российской науки, он был человеком своей эпохи, человеком-легендой»

Вероника Ефремова, ректор ТИУ

В эти дни, в канун девяностолетия, мы вспоминаем одного из выдающихся ученых вуза, профессора Магарила Ромена Зеликовича, стоящего у истоков создания химико-технологического факультета, одного из основателей кафедр химии и технологии нефти и газа и ее бессменного заведующего.

Ромен Зеликович Магарил — это ученый с мировым именем по стратегическим проблемам нефти и газа; теории и технологии процессов, лежащих в основе переработки природных энергоносителей, а также основных продуктов их переработки; теории термических процессов переработки нефти. Международное издание «Who is who» (Швейцария) включило Магарила Р. З. в список самых выдающихся мировых ученых и его имя увековечено в книге «Ведущие ученые России», издаваемой РАЕН.

Ромен Зеликович Магарил родился в Москве 19 ноября 1931 года. Образование получил в Московском нефтяном институте имени И. М. Губкина по специальности инженер-технолог по переработке нефти и газа, окончив его в 1954 году. Трудовую деятельность начинал на Омском нефтеперерабатывающем заводе, где в период с 1954 по 1959 гг. прошел путь от инженера до начальника специального технического бюро и главного технолога. С 1959 года стал заведовать лабораторией научно-исследовательского конструкторско-технологического института шинной промышленности (НИКТИ, г. Омск), а спустя три года (1962 г.) назначен заместителем директора института по научной работе в области сажевого производства. С учетом

тематики исследований защитил кандидатскую диссертацию на тему «К вопросу о сырье для производства сажи» в Московском нефтяном институте им. И. М. Губкина (1961 г.).

С 1964 года перешел на работу в Тюменский индустриальный институт (позднее — ТюмГНГУ, ныне — ТИУ) заведующим кафедрой общей химии. В 1967 возглавил кафедру химии и технологии нефти и газа химико-технологического факультета ТюмИИ и впоследствии — Технологического института ТюмГНГУ. С 1971 по 1986 гг. был деканом химико-технологического факультета. В последние годы являлся научным консультантом кафедры переработки нефти и газа Института промышленных технологий и инжиниринга ТИУ.

В научных исследованиях в вузе специализировался по проблемам механизма и кинетики процессов переработки нефти и производства экологически чистых моторных топлив. В 1975 году защитил докторскую диссертацию на тему «Термические превращения углеводородов и нефтепродуктов».

В сфере научных интересов Романа Зеликовича Магарила находились вопросы теории процессов пиролиза и ректификации; вопросы изучения механизмов протекания термических реакций углеводородов и образования нефтяного кокса; вопросы повышения качества и экологичности топлив. Помимо традиционных направлений исследований под руководством Романа Зеликовича на кафедре развито также научное направление «Химизация нефтедобычи», разработки которого оказывают существенную помощь нефтяникам.

Результаты его теоретических разработок, касающиеся теории термических преобразований углеводородов, основанных на протекании радикально-цепных реакций, являются общепризнанными и нашли воплощение в практике в виде разработки технологии новых процессов и новых материалов, что подтверждено более чем 30 изобретениями, два из которых внедрены в промышленность.

В частности, следует отметить разработку на базе отраслевой лаборатории, созданной на кафедре, нового технологического процесса гидропиролиза, позволяющего из отходов процесса пиролиза вырабатывать ценнейшее сырье для нефтехимии. Исследования в области получения экологически чистых топлив, в частности, неэтилированного бензина, вылились в разработку технологии производства многофункциональной присадки к топливам, превосходящей по эффективности лучшие мировые образцы. Это вызвало интерес научного мира не только России, но и Америки, и так называемая «Сибирская присадка» была признана крупнейшим, экономически и социально значимым научным открытием.

Результатом теоретических изысканий и практических исследований также стало обоснование возможности управления процессом образования нефтяного кокса и повышения эффективности процесса пиролиза, коксования, ректификации, позволяющих улучшить качество товарных нефтепродуктов.

Результаты многолетних исследований нашли отражение в многочисленных научных и учебно-методических трудах по химической технологии переработки топлива, химизации процессов нефтедобычи, химическим процессам переработки нефти, химии нефти и другим проблемам. Ромен Зеликович Магарил является автором 4 монографий и 11 учебных пособий, более 500 научных статей, внесших значительный вклад в развитие науки и техники. Но главным наследием сам Ромен Зеликович считал учебное пособие «Теоретические основы химических процессов переработки нефти», используемое для обучения во всех вузах страны, готовящих нефтепереработчиков.

Как итог научной деятельности Ромена Зеликовича Магарила — создание научной школы, получившей широкое признание в России и за рубежом. Им подготовлено четыре доктора наук и 25 кандидатов наук.

Многолетний, плодотворный труд и заслуги Ромен Зеликович Магарила отмечены целым рядом наград различного уровня. В частности, он награжден нагрудным знаком «Почетный работник ТюмГНГУ» (2001), почетной грамотой Тюменской областной Думы (2006), является обладателем премии научно-технического совета ТюмГНГУ «За долголетние научные достижения» (1997), награжден медалью «Ветеран труда» (1988), почетной грамотой Минвуза РСФСР (1983), нагрудным знаком Минвуза СССР «За отличные успехи в работе» (1981), медалью Президиума Верховного Совета СССР «За доблестный труд» (1970). Ромен Зеликович — обладатель почетного звания «Заслуженный деятель науки Российской Федерации» (2000), которое присваивается выдающимся ученым за личные заслуги в разработке приоритетных направлений науки и техники.

По мнению коллег, Ромен Зеликович Магарил принадлежал к той старой плеяде ученых, которые воспитывались в духе самых высоких традиций служения науке. Ромен Зеликович — это честь университета, его история и, если так можно сказать, человеческий раритет...

*Ректорат ТИУ, коллеги, 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.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна
только с письменного разрешения редакции.**

**Ссылка на научно-технический журнал
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»
обязательна!**

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (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 indentation — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.

- Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and English.

8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5–10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature

on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.

- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.100–2018) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only
with the written permission of the publisher.
Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

«Пресса России»:

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — А. С. Коленикова
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2314.
Подписано в печать 20.12.21. Формат 70х108/16.
Уч.-изд. л. 9,89. Усл. печ. л. 13,56.

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 2314.
Signed to print 20.12.21. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 9,89. Conventional printed sheets 13,56.
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.