

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

2 (152)
Март — апрель 2022

2 (152)
March — April 2022

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

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

Учредители журнала

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

Редакция

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

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education
of the Russian Federation
National University of Oil and Gas
"Gubkin University"
Industrial University of Tyumen
Ufa State Petroleum Technological
University
Ukhta State Technical University
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», 2022

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

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

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

- **05.02.22** Организация производства(по отраслям) (технические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **1.6.6.** Гидрогеология (технические науки)
- **1.6.6.** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (технические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (геолого-минералогические науки)
- **2.8.2.** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **2.8.4.** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **2.8.5.** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

Емелинин 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

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

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

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

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)

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

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

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

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

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- Абдрашитова Р. Н., Семенова Т. В., Кадыров М. А., Воробьева С. В.
**Гидрогеохимические условия ниже-среднеюрского комплекса
Ем-Еговского нефтяного месторождения** 9
- Дмитриев А. Н.
**Решения естественного электрического потенциала
для косоугольных и многогранных поляризованных тел** 19
- Райковский М. И., Демьянов А. Ю., Динариев О. Ю.
**Об учете капиллярных сил при моделировании
газоконденсатных смесей** 37

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Бердников Д. С., Захарова А. С., Сорокина А. Е.
Комплексное обоснование системы разработки тюменской свиты 53

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

- Квасов И. Н., Лучкин Н. А., Земенкова М. Ю.
**Автоматизация мониторинга состояния эксплуатации опасных
производственных объектов газотранспортной системы** 61

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Пермяков В. Н., Казанцева Л. А., Антипова А. Н.
**Критериальные характеристики эксплуатационного воздействия
газопровода на геокриологические параметры** 75

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Мамбетов С. Ф.

**Факторы, влияющие на эффективность применения
гелеобразующих дисперсных составов в химических методах
увеличения нефтеотдачи**

85

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

Шулаев Н. А., Никулин С. Г., Аубакиров Р. Б., Пурицкис Я. В., Мотаев К. А.
Разработка концепта мультифазного расходомера

98

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)

112

Правила подготовки рукописи (на английском языке)

115

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Abdrashitova R. N., Semenova T. V., Kadyrov M. A., Vorobjeva S. V.
**Hydrogeochemical conditions of the Lower-Middle Jurassic complex,
the Em-Egovsky oil field** 9
- Dmitriev A. N.
**Solutions of the natural electric potential for skew and polyhedral
polarized bodies** 19
- Raikovskiy M. I., Demianov A. Yu., Dinariev O. Yu.
**On the accounting of capillary forces in the modeling
of gas-condensate mixtures** 37

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Berdnikov D. S., Zakharova A. S., Sorokina A. E.
Comprehensive justification of the Tyumen suite development system 53

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

- Kvasov I. N., Luchkin N. A., Zemenkova M. Yu.
**Automation for monitoring the operating state of hazardous production
facilities of the gas transportation system** 61

ORGANIZATION OF PRODUCTION AND ENSURING THE SAFETY AND ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS OF PRODUCTION PROCESSES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

- Permyakov V. N., Kazantseva L. A., Antipova A. N.
**Criterial characteristics of the operational impact of the gas pipeline
on geocriological parameters** 75

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Mambetov S. F.

Factors affecting the effectiveness of the application gel-forming dispersed compositions in chemical methods of oil recovery improvement 85

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

Shulaev N. A., Nikulin S. G., Aubakirov R. B., Puritskis Ja.V., Motaev K. A.

Development of the concept of a multiphase flow meter 98

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) 112

Manuscripts presentation requirements (In English) 115

УДК 556.311«615.2»(571.1)

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-9-18

**Гидрогеохимические условия ниже-среднеюрского комплекса
Ем-Еговского нефтяного месторождения**

Р. Н. Абдрашитова*, Т. В. Семенова, М. А. Кадыров, С. В. Воробьева

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**abdrashitovarn@tyuiu.ru*

Аннотация. Актуальность исследования структуры гидрогеохимических полей глубоких нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири связана с прикладными и фундаментальными вопросами нефтегазовой гидрогеологии. В статье представлены результаты анализа гидрогеохимического поля ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Еговского нефтяного месторождения, входящего в состав Красноленинской группы месторождений. Цель исследования — изучить факторы формирования контрастности гидрогеохимического поля месторождения. Анализ ионно-солевого состава вод по площади показал, что в основном подземные воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину и характеризуются достаточно большим разбросом значений минерализации (от 4,5 до 16,1 г/дм³, при среднем значении 8,6 г/дм³). Расчеты изменения генетических коэффициентов метаморфизации: натрий-хлорного (значения варьируют от 0,9 до 1,4 при среднем 1,1) и хлор-бромного (от 105 до 254,6 при среднем 177,2) в подземных водах в комплексе с анализом палеогеографических и тектонических условий района исследований позволили отнести воды к седиментогенным, подвергшимся значительной метаморфизации.

Температурное поле в пределах изучаемого месторождения характеризуется неоднородностью, одной из главных причин которой является поступление глубинных флюидов из фундамента по разрывным нарушениям. В комплексе это сформировало условия для глубокой метаморфизации химического состава вод и высокой активности процессов в системе «вода — порода». Также на структуру гидрогеохимического поля значительное воздействие оказали условия литостатической водонапорной системы и влияние питающей провинции — Уральского обрамления.

Ключевые слова: нефтегазовая гидрогеология, палеогидрогеология, минерализация подземных вод, пластовая температура

Для цитирования: Гидрогеохимические условия ниже-среднеюрского комплекса Ем-Еговского нефтяного месторождения / Р. Н. Абдрашитова, Т. В. Семенова, М. А. Кадыров, С. В. Воробьева. — DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-9-18 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2022. — № 2. — С. 9–18.

**Hydrogeochemical conditions of the Lower-Middle Jurassic complex,
the Em-Egovsky oil field**

**Rimma N. Abdrashitova*, Tatyana V. Semenova, Marsel A. Kadyrov,
Seema V. Vorobjeva**

Abstract. The research relevance of the structure of deep oil and gas horizons' hydrogeochemical fields in Western Siberia is associated with applied and fundamental issues of oil and gas hydrogeology. The article presents the hydrogeochemical field analysis results of the Lower-Middle Jurassic hydrogeological complex, the Em-Egovsky oil field, which is part of the Krasnoleninsk fields group. The research aim was to establish the reasons for the contrast formation in the hydrogeochemical deposit field. We analyzed ion-salt composition of waters over the area (mainly groundwaters belong to the hydrocarbonate-sodium type according to V. A. Sulin) and revealed a fairly large scatter of salinity values (from 4.5 to 16.1 g/dm³, with an average value of 8.6 g/dm³). Study of the genetic sodium-chloride behavior (values vary from 0.9 to 1.4 with an average of 1.1) and chlorine-bromine coefficients (values vary from 105 to 254.6 with an average of 177.2) in groundwater in combination with the analysis of paleogeographic and tectonic allowed classifying waters as sedimentogenic, undergone significant metamorphization.

The conditions for the waters formation made it possible to classify the waters as sedimentogenic, after significant metamorphization. The study of the deposit temperature field gave grounds to assume that one of the reasons for the hydrogeochemical field contrast is the inflow of deep fluids from the basement along faults. In addition, the structure of the hydrogeochemical field was significantly influenced by its formation in the environment of a lithostatic water pumping system and by the feeding province - the Ural framing.

Keywords: oil and gas hydrogeology, paleohydrogeology, groundwater salinity, reservoir temperature

For citation: Abdrashitova, R. N. Semenova, T. V. Kadyrov, M. A., & Vorobjeva, S. V. (2022). Hydrogeochemical conditions of the Lower-Middle Jurassic complex, the Em-Egovsky oil field. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 9-18. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-9-18

Введение

Гидрогеохимические и гидродинамические закономерности формирования подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов, информация о микрокомпонентном и газовом составе пластовых вод может быть использована для решения различных задач геологии нефти и газа. В частности, результаты анализа механизмов формирования гидрогеохимии подземных водных растворов мезозойских отложений Западной Сибири могут быть использованы при разработке палеогидрогеологических критериев нефтегазоносности.

Многие специалисты в сфере геологии нефти и газа, нефтегазовой гидрогеологии указывают на сложность геологических и гидрогеологических условий¹ месторождений Краснотенинского нефтегазоносного района [1–5]. В первую очередь это связано со строением и литологическим составом отложений юрского возраста.

Объект и методы исследования

Ем-Еговское нефтяное месторождение входит в состав Краснотенинской группы месторождений и находится в западной части ХМАО — Югры. Юрские отложения перекрываются глинистыми осадками неокомского возраста мощностью около 700 м. В настоящее время не произведена оценка количества элизионных вод, поступивших в юрские коллекторы в течение процесса заполнения осадками Западно-Сибирской геосинеклизы

¹ Шпильман, А. В., Мяникова, Г. П., Плавник, Г. И. Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса по территории ХМАО — Югры». — Тюмень: НАЦ РН им. В. И. Шпильмана. — 193 с.

из данной толщи. Наличие данных отложений способствовало формированию в районе исследований элизионной водонапорной системы (ВНС) литостатического типа. Элизионные воды по А. А. Карцеву [6] при отжати из глинистых отложений в процессе увеличения геостатической нагрузки способны растворять различные виды органических соединений. Несмотря на отсутствие такой оценки, данный район, по мнению В. М. Матусевича [4, 5, 7], с большой долей вероятности может быть назван региональной зоной нефтегазообразования. Механизмы протекания процесса отжатия элизионных вод и трансформации в результате этого химического состава пластовых вод приведены в работе Ф. Н. Зосимова [8].

Расчеты числа циклов элизионного водообмена в районе исследований усложняются необходимостью учета большой мощности глинистых отложений. В работе А. Э. Конторовича [9] приведена модель нефтепроизводящей толщи, согласно которой эмиграция углеводородов при больших мощностях глинистых отложений происходит только из краевых частей пласта, в центральной части отжатие не происходит, а битумы по компонентному составу близки к автохтонным (первичным). Отжатие элизионных вод не только определяет процессы нефтегазообразования, но и способствует опреснению вод, так, средняя минерализация подземных вод нижне-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Еговского месторождения (которые являются объектом исследования) составляет $8,76 \text{ г/дм}^3$, что ниже регионального гидрогеохимического фона.

Вторым обстоятельством, определяющим сложность района исследований и особенности гидрогеохимических условий, является наличие большого количества тектонических нарушений в фундаменте, которые способствуют появлению участков геодинамической ВНС в юрских отложениях. Тектонические нарушения оказывают влияние на гидрогеохимические условия вследствие их гидравлической проводимости или, наоборот, экранирующей способности вследствие аутигенного минералообразования [1, 4].

Результаты и их обсуждение

Породы-коллекторы юрских осадков в пределах рассматриваемой площади представлены типично полимиктовыми разнотерными песчаниками и алевролитами. Среднее значение коэффициента пористости составляет 14,1 %, проницаемости — $3,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Исследуемые воды относятся к хлоридным натриевым, ниже приведена формула ионно-солевого состава:

$$M_{8,6} \frac{Cl 88 HCO_3 10 SO_4 2}{(Na + K) 95 Ca 4 Mg 1}$$

По В. А. Сулину преобладает гидрокарбонатно-натриевый тип, реже встречается хлоридно-кальциевый. Средняя минерализация составляет $8,76 \text{ г/дм}^3$.

Сложность анализа гидрогеохимических условий юрских отложений заключается также в крайне неоднородном опробовании пластовых вод при разведке и эксплуатации месторождений. Для изучения гидрогеохимических условий Ем-Еговского месторождения были использованы резуль-

таты химических анализов 13 проб пластовых вод, отобранных после отбраковки некачественных образцов воды.

Статистические характеристики показателей состава подземных вод ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Еговского нефтяного месторождения приведены в таблице.

**Статистические характеристики показателей состава
подземных вод ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса
Ем-Еговского месторождения**

Показатель	Единицы измерения	Объем выборки, шт.	Наименьшее значение	Наибольшее значение	Среднее значение
Минерализация	г/дм ³	13	4,49	16,12	8,64
Na ⁺ +K ⁺	мг/дм ³	13	1 650	5 310	3 013
Ca ²⁺		13	8	740	151
Mg ²⁺		10	6	18	12
SO ₄ ²⁺		12	16	290	114
Cl ⁻		13	2 056	9 397	2 056
HCO ₃ ⁻		13	195	1 379	745
Г		13	1	8	5
Br ⁻		13	8	61	27
B ⁻		13	4	25	12
CO ₃ ²⁻		5	24	360	161

Водорастворенные газы относятся к метановому типу (по Л. М. Зорькину). Содержание метана (CH₄) составляет 95%, азота (N₂) — 4 %, углекислого газа (CO₂) — около 2 %, остальные газы содержатся в незначительных количествах.

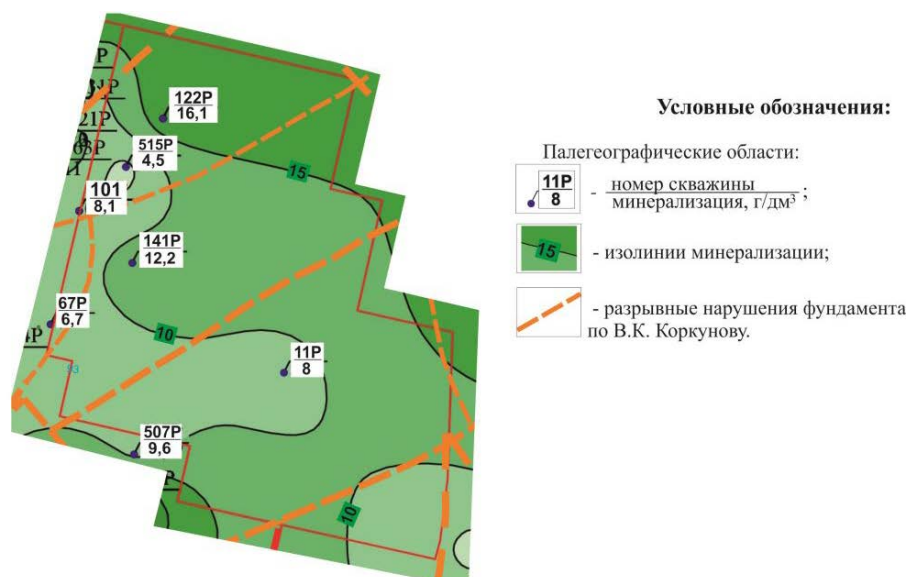


Рис. 1. Карта-схема изменения минерализации подземных вод юрских отложений Ем-Еговского месторождения нефти

Как указывалось ранее, территория Ем-Еговского месторождения характеризуется большим количеством разрывных нарушений. На рисунке 1 показана карта-схема изменения минерализации по площади с учетом разрывных нарушений.

В пределах рассматриваемой площади наблюдается увеличение минерализации от менее 10 до 16,1 г/дм³ в северо-восточном направлении, которое коррелируется с наличием разрывных нарушений (по В. К. Коркунову), что также не нарушает общий региональный гидрогеохимический фон, сформировавшийся под влиянием питающей провинции — Урала [10, 11].

По данным В. М. Матусевича [12], в микрокомпонентном составе подземных вод западной части Западно-Сибирского мегабассейна, и в частности Красноленинского нефтегазоносного района, фиксируется сложная гидрогеохимическая обстановка, связанная с влиянием Урала. Район исследований характеризуется высоким содержанием никеля, титана и меди в пластовых водах, что объясняется продолжающимся химическим разрушением обломков по мере удаления от Урала. Увеличение содержания микроэлементов с глубиной является следствием длительного контакта подземных вод с породообразующими минералами.

Для определения происхождения пластовых вод были использованы генетические коэффициенты метаморфизации: натрий-хлорный (rNa/rCl) и хлор-бромный (Cl/Br) [13, 14].

Для подземных вод ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса среднее значение коэффициента метаморфизации rNa/rCl составило 1,1 (минимальное — 0,9, максимальное — 1,4). Величина данного коэффициента в океанической воде составляет 0,87, и в случае если этот коэффициент превышает 0,87, то водные растворы считаются малометаморфизованными инфильтрационными, либо седиментогенными, сформированными из опресненных водоемов [14]. Изменение данного коэффициента в зависимости от минерализации для Ем-Еговского месторождения показано на рисунке 2.

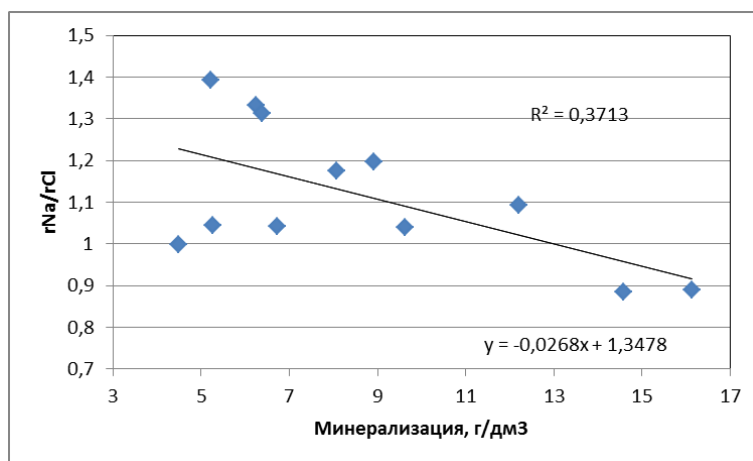


Рис. 2. График зависимости натрий-хлорного коэффициента от величины минерализации ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Еговского месторождения нефти

Натрий-хлорный коэффициент находится в обратной зависимости от минерализации, коэффициент корреляции составляет $r = 0,61$, следовательно, такая связь относится к «средним» согласно классификации коэффициентов корреляции ($0,5 < r < 0,69$).

Среднее значение генетического хлор-бромного коэффициента для подземных вод рассматриваемого комплекса составляет 177,2 (минимальное — 105,0, максимальное — 254,6). Считается [14, 15], что значение данного коэффициента менее 300 указывает на то, что водные растворы имеют седиментогенный (талассогенный) генезис или являются сильнометаморфизованными инфильтрагенными. График зависимости хлор-бромного (Cl/Br) коэффициента от величины минерализации показан на рисунке 3. Коэффициент корреляции составляет 0,1, что относится к «очень слабым» связям по классификации коэффициентов корреляции. Анализ зависимости генетических коэффициентов метаморфизации дает основание отнести пластовые воды ниже-среднеюрского комплекса к метаморфизованным седиментогенным.

Гидрогеохимическая информация в данном случае (состав подземных вод и генетические коэффициенты) должна рассматриваться в комплексе с палеогеографическими и тектоническими условиями формирования вод. Палеогеографические условия [16] формирования подземных вод коллекторов юры определялись положением месторождения в пределах эрозионно-денудационной полого-увалистой равнины, лишь небольшая часть на северо-западе была занята денудационно-аккумулятивной и озерно-аллювиальной равниной, таким образом, это время характеризовалось континентальным режимом осадконакопления. Значение минерализации подземных вод в это время составляло не более 10 г/л [5] — наибольшей минерализации гидрокарбонатного и сульфатного типов вод по В. А. Сулину, образующихся в континентальных условиях.

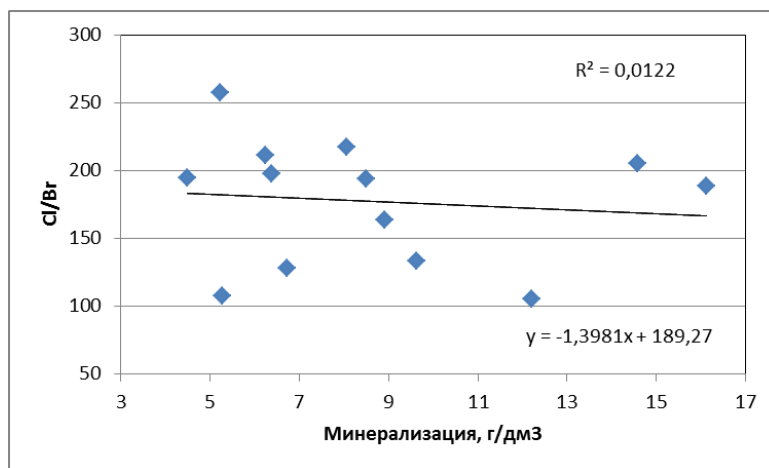


Рис. 3. График зависимости хлор-бромного коэффициента от величины минерализации ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Егзовского месторождения нефти

В целом существующая гидрогеохимическая обстановка ниже-среднеюрского комплекса отражает палеогеографические условия формирования пластовых вод, и воды исследуемого комплекса могут рассматриваться как седиментогенные. При этом контрастность ионно-солевого состава (разброс значений минерализации составляет $11,6 \text{ г/дм}^3$), по нашему мнению, связана с процессами метаморфизации пластовых вод за счет влияния температурного фактора и внедрения глубинных флюидов.

Температуры фундамента в пределах рассматриваемого месторождения являются высокими в региональном плане. Это создает, с одной стороны, условия для глубокой метаморфизации состава вод вследствие высокой активности процессов в системе «вода — порода», с другой стороны, свидетельствует о непростых глубинных условиях и возможном поступлении высокотемпературных глубинных флюидов по разрывным нарушениям (см. рис. 1). На рисунке 4 показана структура температурного поля фундамента месторождения (построена по данным А. Р. Курчикова [3, 17]).

Доказательства наличия этого процесса в районе исследований приводятся в работах многих исследователей [2, 18, 19]. На основе минералогического анализа М. Ю. Зубковым показана высокая вероятность воздействия на породы и воды ниже-среднеюрского комплекса высокоэнталийных высокотемпературных флюидов в пределах Талинской площади, находящейся в непосредственной близости от Ем-Еговского месторождения [2]. С этих же позиций автор объясняет преобладание в ниже-среднеюрском комплексе рассматриваемого месторождения гидрокарбонатно-натриевого типа вод по В. А. Сулину.

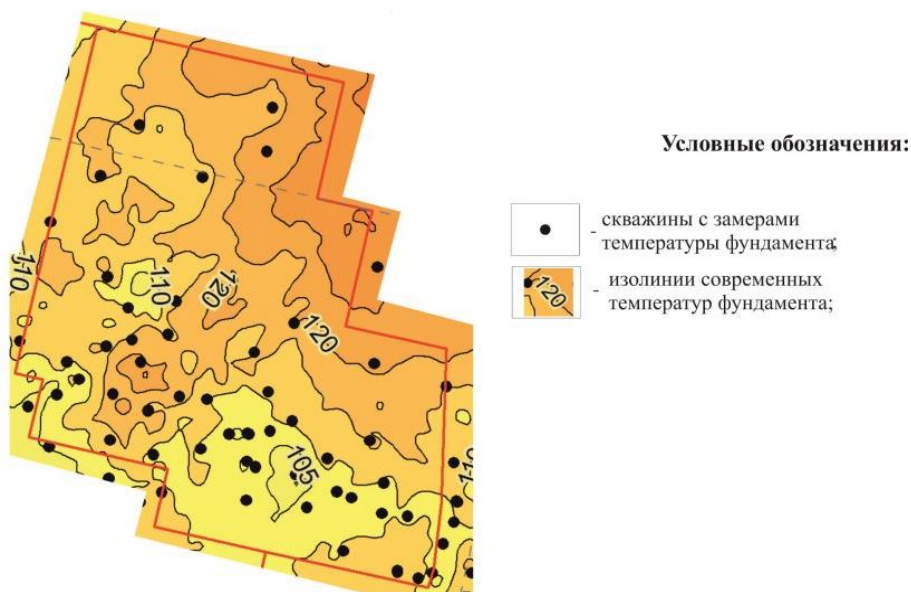


Рис. 4. Карта-схема температурного поля фундамента в пределах Ем-Еговского месторождения нефти

О значительных масштабах миграции флюидов из фундамента в данном районе свидетельствуют данные о составе нефтей [19] и прослежива-

нии каналов вертикальной миграции на волновых картинах юрских отложений [18]. В юрских отложениях на Ем-Еговском месторождении присутствует микрофлора раннепалеозойского возраста. Также нефти этого комплекса содержат палеонтологические остатки палеозойского, в некоторых случаях триасового возраста. По данным К. Р. Чепикова, на месторождении и в апт-альб-сеноманских отложениях в составе микрофлоры выделено приблизительно 50 % более древних миграционных форм [19].

Выводы

Гидрогеохимический облик подземных водных растворов нижне-среднеюрского комплекса Ем-Еговского месторождения формировался и продолжает формироваться под влиянием множества различных факторов, к которым относятся палеогеографические условия формирования; принадлежность района к литостатической ВНС, предопределившей поступление элизионных вод; высокие температуры фундамента, влияющие на активность процессов ионного обмена в системе «вода — порода»; влияние питающей провинции — Урала. Особая группа вопросов формирования гидрогеохимических условий месторождения касается тектонической активности района исследований, которая влияет на вещественный и газовый состав пластовых вод и их гидрогеодинамику. Решение этих вопросов осложняется неоднородной опробованностью на настоящее время подземных вод комплекса. В качестве одного из вариантов продолжения исследования мы видим проведение изотопного анализа подземных вод, которое позволило бы количественно доказать связь положения разрывных нарушений и структуры гидрогеохимического поля ниже-среднеюрского комплекса Ем-Еговского месторождения.

Список источников

1. Дюнин, В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин ; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. — Москва : Научный мир, 2000. — 472 с. — Текст : непосредственный.
2. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь) / М. Ю. Зубков, С. В. Дворак, Е. А. Романов, В. Я. Чухланцева. — Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. — 1991. — № 3. — С. 122–132.
3. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. — Москва : Недра, 1987. — 134 с. — Текст : непосредственный.
4. Матусевич, В. М. Геодинамическая концепция в современной гидрогеологии на примере Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова. — Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. — 2013. — № 4–5. — С. 1157–1160.
5. 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.
6. Карцев, А. А. Палеогидрогеология : монография / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, Е. А. Басков. — Москва : Недра, 1969. — 152 с. — Текст : непосредственный.
7. Матусевич, В. М. Проблемы нефтегазопромысловой гидрогеологии в Западно-Сибирском мегабассейне (ЗСМБ) / В. М. Матусевич. — Текст : непосредственный // Нефть и газ Западной Сибири : материалы международной научно-технической конференции, Тюмень, 12–13 ноября 2003 г. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2003. — С. 20–21.
8. Зосимов, Ф. Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод / Ф. Н. Зосимов. — Тюмень : СофтДизайн, 1995. — 192 с. — Текст : непосредственный.

9. Конторович, А. Э. Очерки теории нефтидогенеза : избранные статьи = *Stadies on the theory of naphthide genesis : selected articles* / А. Э. Конторович ; науч. ред. С. Г. Неручев ; Рос. акад. наук. Сиб. отд-ние. Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии, Ин-т геологии нефти и газа. – Новосибирск : Изд-во СО РАН. Фил. «Гео», 2004. – 545 с. – Текст : непосредственный.
10. Гидрогеология СССР. Т. 14 : Урал / Уральское territor. геол. упр. ; под редакцией В. Ф. Прейс. – Москва : Недра, 1972. – 648 с. – Текст : непосредственный.
11. Рыльков, С. А. Глубинное строение и металлогения Урала : сопоставление глубинной структуры Южного, Среднего и Полярного Урала / С. А. Рыльков, А. В. Рыбалка, К. С. Иванов. – Текст : непосредственный // *Литосфера*. – 2013. – № 1. – С. 3–16.
12. Матусевич, В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна / В. М. Матусевич. – Москва : Недра, 1976. – 158 с. – Текст : непосредственный.
13. Крайнов, С. Р. Гидрогеохимия / С. Р. Крайнов, В. М. Швец. – Москва : Недра, 1992. – 463 с. – Текст : непосредственный.
14. Ходжакулиев, Я. А. Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа / Я. А. Ходжакулиев, Л. А. Абукова. – Москва : Недра, 1985. – 208 с. – Текст : непосредственный.
15. Маврин, К. А. Палеогидрогеологический метод в нефтегазовой геологии : учебное пособие / К. А. Маврин ; Саратовский государственный университет им. Н. Г. Чернышевского. – Саранск : Наука, 2011. – 36 с. – Текст : непосредственный.
16. Мухер, А. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность юры Западной Сибири : избранные труды / А. Г. Мухер ; под редакцией В. А. Волкова ; Авт. учреждение ХМАО — Югры «Науч.-аналит. центр рационального недропользования им. В.И. Шпилльмана». – Тюмень : ООО ИД «Изд-во НаукаСервис», 2018. – 524 с. – Текст : непосредственный.
17. Нестеров, И. И. Соотношение современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты / И. И. Нестеров, А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Текст : непосредственный // *Известия Академии Наук СССР. Сер. Геологическая*. – 1982. – № 12. – С. 112–120.
18. Запывалов, Н. П. Нефтегазовая геофлюидодинамика / Н. П. Запывалов // *Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе*. – Москва : ГЕОС, 2007. – С. 46–62. – Текст : непосредственный.
19. Чепиков, К. Р. К вопросу о самостоятельности палеозойского комплекса Западной Сибири по данным палинологического анализа нефтей / К. Р. Чепиков, Л. П. Климушина, А. М. Медведева. – Текст : непосредственный // *Породы-коллекторы нефти и газа*. – Москва : Наука, 1980. – С. 84–94.

References

1. Dyunin, V. I. (2000). *Gidrodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov*. Moscow, Nauchnyy mir, 472 p. (In Russian).
2. Zubkov, M. Yu., Dvorak, S. V., Romanov, E. A. & Chukhlantseva, V. Ya. (1991). *Gidrotermal'nye protsessy v sherkalinskoy pachke Talinskogo mestorozhdeniya (Zapadnaya Sibir')*. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, (3), pp. 122-132. (In Russian).
3. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). *Geotermya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri*. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
4. Matusevich, V. M., & Abdrashitova, R. N. (2013). *Geodynamic concept in modern hydrogeology (illustrated West Siberian megabasin)*. *Fundamental research*, (4-5), pp. 1157-1160. (In Russian).
5. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyne*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
6. Kartsev, A. A., Vagin, S. B., & Baskov, E. A. (1969). *Paleogidrogeologiya*. Moscow, Nedra Publ., 152 p. (In Russian).
7. Matusevich, V. M. (2003). *Problemy neftegazopromyslovy gidrogeologii v Zapadno-Sibirskom megabasseyne (ZSMB)*. *Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri: materialy mezhdunarodnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii*, Tyumen, November, 12-13, 2003. – Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 20-21. (In Russian).

8. Zosimov, F. N. (1995). Diffuznyy sloi i mineralizatsiya plastovykh vod. Tyumen, SoftDizayn Publ., 192 p. (In Russian).
9. Kontorovich, A. E. (2004). Studies on the theory of naphthide genesis: selected articles. Novosibirsk, Publishing house of SB RAS, Branch "Geo", 545 p. (In Russian).
10. Preys, V. F. (Ed.) (1972). Gidrogeologiya SSSR. Tom 14: Ural. Moscow, Nedra Publ., 648 p. (In Russian).
11. Rylkov, S. A., Rybalka, A. V., & Ivanov, K. S. (2013). Glubinnoe stroenie i metallogeniya Urala: sopostavlenie glubinnoy struktury Yuzhnogo, Srednego i Polyarnogo Urala. Lithosphere, (1), pp. 3-16. (In Russian).
12. Matusevich, V. M. (1976). Geokhimiya podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo artzianskogo basseyna. Moscow, Nedra Publ., 158 p. (In Russian).
13. Krainov, S. R., & Shvets, V. M. (1992). Gidrogeokhimiya. Moscow, Nedra Publ., 463 p. (In Russian).
14. Khodzhakuliev, Ya. A., & Abukova, L. A. (1985). Paleogidrogeologicheskie issledovaniya pri poiskakh nefi i gaza. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).
15. Mavrin, K. A. (2011). Paleogidrogeologicheskiy metod v neftegazovoy geologii. Saransk, Nauka Publ., 36 p. (In Russian).
16. Mukher, A. G. (2018). Geologicheskoe stroenie i neftegonosnost' yury Zapadnoy Sibiri: izbrannye trudy. Tyumen, IzdatNaukaServis LLC Publ., 524 p. (In Russian).
17. Nesterov, I. I., Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1982). Sootnoshenie sovremennykh i maksimal'nykh paleotemperaturnykh v osadochnom chekhle Zapadno-Sibirskoy plity. Izvestiya Akademii Nauk SSSR. Ser. Geologicheskaya, (2), pp. 112-120. (In Russian).
18. Zapivalov, N. P. (2007). Neftegazovaya geoflyuidodinamika. Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom etape. Moscow, GEOS Publ., pp. 46-62. (In Russian).
19. Chepikov, K. R., Klimushina, L. P. & Medvedeva, A. M. (1980). K voprosu o samostoyatel'nosti paleozoyskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri po dannym palinologicheskogo analiza neftey. Porody-kollektory nefi i gaza. Moscow, Nauka Publ., pp. 84-94. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

Абдрашитова Римма Наильевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, abdrashitovarn@tyuiu.ru

Rimma N. Abdrashitova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, abdrashitovarn@tyuiu.ru

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

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

Кадыров Марсель Алмазович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Marsel A. Kadyrov, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Воробьева Сима Васильевна, доктор технических наук, профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

Статья поступила в редакцию 11.12.2021; одобрена после рецензирования 10.01.2022; принята к публикации 17.01.2022.

The article was submitted 11.12.2021; approved after reviewing 10.01.2022; accepted for publication 17.01.2022.

УДК 550.837.22

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-19-36

Решения естественного электрического потенциала для косоугольных и многогранных поляризованных тел

А. Н. Дмитриев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
dmitriev38@inbox.ru

Аннотация. Выполнены решения для нахождения естественного электрического потенциала от поляризованных косоугольных (4-гранных с полной асимметрией) и многогранных электропроводящих тел, встречающихся в природе. Косоугольное тело представляет собой пласт с различными углами наклона его верхней кромки и боковых граней, то есть тело, которое обладает полной асимметрией. Теоретический перебор различных комбинаций углов наклона граней и длин этих граней позволяет подобрать аномалию электрического потенциала для четырехгранных тел любой сложности. Многогранное тело представляет собой 8-гранник, который на расстоянии одного и более внутренних радиусов от его поверхности достаточно точно аппроксимирует сферу. Решения для поляризованных косоугольных (4-гранных) и многогранных электропроводящих тел проверены на примерах интерпретации аномалий естественного электрического потенциала, наблюдаемых над реальными рудными объектами. В результате полученные решения расширяют возможности метода естественного электрического поля при решении инверсионных задач и тем самым повышают его эффективность.

Ключевые слова: естественный электрический потенциал, поляризованное косоугольное тело, поляризованное многогранное тело, наблюдаемый Вейсс-потенциал

Для цитирования: Дмитриев, А. Н. Решения естественного электрического потенциала для косоугольных и многогранных поляризованных тел / А. Н. Дмитриев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-19-36 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 2. – С. 19–36.

Solutions of the natural electric potential for skew and polyhedral polarized bodies

Arkadiy N. Dmitriev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
dmitriev38@inbox.ru

Abstract. Solutions for finding the natural electric potential from polarized oblique-angled (4-sided with complete asymmetry) and polyhedral electron-conducting bodies found in nature are performed. An oblique body is a layer with different angles of inclination of its upper edge and side faces, i.e. a body that has complete asymmetry. A theoretical search of various combinations of the angles of inclination of the faces and the lengths of these faces allows you to select an anomaly of the electric potential for tetrahedral bodies of any complexity. A polyhedral body is an 8-sided one that approximates a sphere fairly accurately at a distance of one or more internal radii from its surface. Solutions for polarized oblique-angled (4-sided) and polyhedral electron-conducting bodies are tested on examples of interpretation of anomalies of the natural electric

potential observed over real ore objects. As a result, the solutions obtained expand the possibilities of the natural electric field method in solving inversion problems and, thereby, increase its efficiency.

Keywords: natural electric potential, polarized oblique-angled body, polarized polyhedral body, observed Weiss potential

For citation: Dmitriev, A. N. (2022). Solutions of the natural electric potential for skew and polyhedral polarized bodies. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 19-36. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-19-36

Введение

В работе [1] разработан математический аппарат естественного электрического потенциала для сложных тел типа: наклонный пласт любой толщины, тонкая пластина с возможным уклоном к горизонту, треугольный объект с вершиной вверх (антиклиналь) и треугольный объект с вершиной вниз (синклиналь). Полученные решения существенно дополнили теорию потенциала, представленную в работах [2, 3]. В результате новых решений для широко распространенных в земле рудных тел пластового типа появилась возможность в автоматизированном режиме выполнять одновременную интерпретацию любого количества рудных аномалий естественного электрического потенциала, наблюдаемых вдоль особенно длинных профилей [4]. Однако при этом отмечаются заметно возрастающие затраты времени при переходе от расчетов параметров для одного–трех тел одного типа к двум десяткам и более тел с различными типами и соответствующими им формулами. Еще более тормозящим фактором при интерпретации аномалий естественного потенциала являются ситуации, когда программа не достигает заданной погрешности подбора параметров поляризованных тел при оптимально заданном количестве итераций. Их любое увеличение, как правило, все равно не приводит к необходимому успеху. Анализ многочисленных результатов интерпретации показал, что «плохой» подбор параметров для некоторых рудных тел обычно связывается с несоответствием конфигурации этих тел теоретическим моделям — косоугольным параллелепипедам правильной формы. Безусловно, природные поляризованные тела часто имеют более сложные формы, не укладывающиеся в известные теоретические модели.

Поэтому в данной статье продолжается развитие теории потенциала, но уже как для косоугольного тела неправильной формы с любыми углами наклона его поляризованных граней, так и для 8-гранника, приближенно заменяющего горизонтальный цилиндр, а в ряде случаев при определенных начальных условиях поляризованную сферу. Преимуществом косоугольного тела является то, что на базе одной формулы можно вести одновременно расчеты потенциала для пластовых и квазипластовых (с сечением косоугольного параллелепипеда) поляризованных тел. Тем самым представляется возможным, во-первых, сократить временные затраты на интерпретацию особенно сложных (многообъектных) аномальных графиков естественного потенциала и, во-вторых, заметно повысить точность решения обратных задач за счет наиболее близкого подбора конфигурации аномального объекта.

Решение прямой задачи для поляризованного тела, подобного косоугольному параллелепипеду бесконечного простираения

Метод естественного электрического поля основан на изучении локальных электрических постоянных полей, возникающих в горных породах в силу различных физико-химических процессов. Небольшие собственные потенциалы диффузионно-адсорбционной и фильтрационной природы существуют практически повсеместно. Интенсивные же поля окислительно-восстановительной природы наблюдаются только над сульфидными и графитными залежами. Как правило, объектами поиска метода естественного поля являются рудные тела (электронные проводники), расположенные в ионной среде. На границах таких объектов образуются двойные электрические слои, у которых заряды внешнего слоя служат источниками естественного электрического поля. Но если электронные проводники располагаются в окислительно-восстановительной среде, то внешние заряды двойных электрических слоев перестраиваются следующим образом. Внешняя верхняя часть проводника под воздействием большого количества ионов кислорода заряжается отрицательно, нижняя часть проводника (в восстановительной зоне в отсутствии кислорода) — положительно [3, 5]. При таком сочетании одновременно существующих отрицательно и положительно поляризованных участков поверхности проводника будет целесообразным рассчитать внешний электрический потенциал в точках наблюдений с помощью простых законов электростатики. В частности, для этих целей может быть успешно реализована функция Грина $G = \frac{1}{r} - \frac{1}{r'}$ для пластины (ограниченной плоскости по ширине и длине), заряженной до потенциала U_0 и размещенной на границе непроводящего полупространства с бесконечным заземленным экраном (задача Дирихле), имитирующим электронный проводник [6].

Рассмотренное выше позволяет сформулировать задачу. Поляризованный косоугольный пласт (рис. 1) располагается в однородном плохо проводящем изотропном полупространстве. Верхняя грань пласта и верхняя часть его боковых граней заряжены до потенциала $-U_0$, нижняя часть боковых граней и нижняя грань — до $+U_0$. В точках перехода отрицательных значений U_0 к положительным соблюдается условие $U_0 = 0$. Эпицентр косоугольного пласта находится на расстоянии X_0 от начала координат, которое располагается на дневной поверхности слева от пласта. Глубина до верхней кромки пласта составляет h , ось Y направлена по простираению пласта, ось X — вкост. Параметры пласта: видимая и наклонная верхняя кромка равна $2b$, ее угол наклона относительно дневной поверхности равен β , угол падения левой грани — α , угол падения правой грани — γ .

Расчет потенциала для верхнего полупространства от заряженных граней косоугольного параллелепипеда выполняется с помощью интегрального выражения, найденного через функцию Грина $G = \frac{1}{R} - \frac{1}{R'}$ [6]:

$$U_M = \frac{U_0 z}{2\pi} \int \frac{dS}{R^3}. \quad (1)$$

В результате соответствующих математических преобразований приходим к выражению [1, 4, 6]

$$U_M = \sum_{i=1}^n \frac{U_0}{\pi} \Delta\varphi_i = \frac{U_0}{\pi} (\Delta\varphi_1 + \Delta\varphi_3 - \Delta\varphi_2 - \Delta\varphi'_1 - \Delta\varphi'_3), \quad (2)$$

где $\Delta\varphi_1, \Delta\varphi_3$ — угол видимости из точки x_i положительно заряженных боковых граней слева пласта d_2 и справа пласта (когда текущая точка x_i находится справа) d_4 ;

$\Delta\varphi_2$ — угол видимости из точки x_i отрицательно заряженной верхней грани (кромки) пласта $2b$;

$\Delta\varphi'_1, \Delta\varphi'_3$ — угол видимости из точки x_i отрицательно заряженных боковых граней слева пласта d_1 и справа пласта (когда текущая точка x_i находится справа) d_3 .

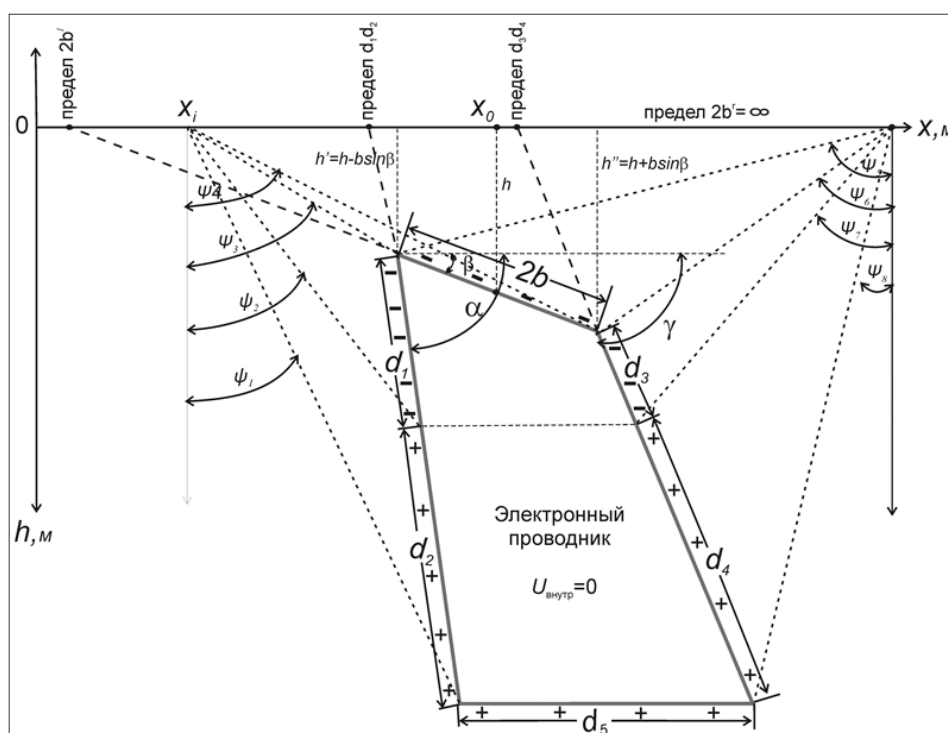


Рис. 1. Расчет естественного электрического потенциала для косоугольного пласта бесконечного простираения

Расчеты потенциалов U_i от граней пласта, с учетом их видимости в точках измерений, выполняются в заданных пределах:

- для верхней кромки ($2b$):

$$\text{от } x_0 - \frac{h}{\operatorname{tg} \beta} = \lim 1 \text{ до } +\infty; \quad (3.1)$$

- для левой грани пласта с ее отрицательной (d_1) и положительной (d_2) частями:

$$\text{от } -\infty \text{ до } x_0 - b\cos\beta - \frac{h-b\sin\beta}{tg\alpha} = \lim 2, \quad (3.2)$$

- для правой грани пласта с ее отрицательной (d_3) и положительной (d_4) частями:

$$\text{от } x_0 + b\cos\beta - \frac{h+b\sin\beta}{tg\gamma} = \lim 3 \text{ до } +\infty. \quad (3.3)$$

Для отыскания распределения суммарного потенциала U_M от косоугольного пласта выразим $\Delta\varphi_1, \Delta\varphi_3, \Delta\varphi_1'$ и т. д. через параметры пласта и координаты точек наблюдения следующим образом (см. рис. 1):

$\Delta\varphi_1$ находится с левой стороны пласта и определяется разностью углов ψ_2 и ψ_1 :

$$\Delta\varphi_1 = \psi_2 - \psi_1 = \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b\cos\beta + (d_1 + d_2)\cos\alpha}{h - b\sin\beta + (d_1 + d_2)\sin\alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b\cos\beta + d_1\cos\alpha}{h - b\sin\beta + d_1\sin\alpha}. \quad (4.1)$$

$\Delta\varphi_3$ находится с правой стороны пласта и определяется разностью углов ψ_7 и ψ_8 :

$$\Delta\varphi_3 = \psi_7 - \psi_8 = \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - b\cos\beta - d_3\cos\gamma}{h + b\sin\beta + d_3\sin\gamma} - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - b\cos\beta - (d_3 + d_4)\cos\gamma}{h + b\sin\beta + (d_3 + d_4)\sin\gamma}. \quad (4.2)$$

$\Delta\varphi_2$ находится с левой стороны пласта и определяется разностью углов ψ_4 и ψ_3 :

$$\Delta\varphi_2 = \psi_4 - \psi_3 = \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i + b\cos\beta}{h + b\sin\beta} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b\cos\beta}{h - b\sin\beta}. \quad (4.3)$$

$\Delta\varphi_1'$ находится с левой стороны пласта и определяется разностью углов ψ_3 и ψ_2 :

$$-\Delta\varphi_1' = -(\psi_3 - \psi_2) = \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b\cos\beta + d_1\cos\alpha}{h - b\sin\beta + d_1\sin\alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b\cos\beta}{h - b\sin\beta}. \quad (4.4)$$

$\Delta\varphi_1''$ находится с правой стороны пласта и определяется разностью углов ψ_6 и ψ_7 :

$$-\Delta\varphi_1'' = -(\psi_6 - \psi_7) = \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - b\cos\beta - d_3\cos\gamma}{h + b\sin\beta + d_3\sin\gamma} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b\cos\beta}{h + b\sin\beta}. \quad (4.5)$$

Тогда суммарный потенциал U_M при подстановке выражений (4.1)–(4.5) в формулу (2) с учетом пределов расчета потенциалов от граней (3.1–3.3) будет равен

$$\begin{aligned}
U_M = \frac{U_0}{\pi} & \left\{ \left[\operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b \cos \beta}{h - b \sin \beta} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i + b \cos \beta}{h + b \sin \beta} \right]_{\lim 1}^{x=\infty} + \right. \\
& + \left[2 \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b \cos \beta + d_1 \cos \alpha}{h - b \sin \beta + d_1 \sin \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b \cos \beta + (d_1 + d_2) \cos \alpha}{h - b \sin \beta + (d_1 + d_2) \sin \alpha} - \right. \\
& - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - b \cos \beta}{h - b \sin \beta} \Big]_{x=-\infty}^{\lim 2} + \left[\operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - b \cos \beta - d_3 \cos \gamma}{h + b \sin \beta + d_3 \sin \gamma} - \right. \\
& \left. \left. - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - b \cos \beta - (d_3 + d_4) \cos \gamma}{h + b \sin \beta + (d_3 + d_4) \sin \gamma} - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - b \cos \beta}{h + b \sin \beta} \right]_{\lim 3}^{x=\infty} \right\}, \quad (5)
\end{aligned}$$

где U_0 — собственный потенциал поверхности поляризованного пласта, при расчетах по формуле (5) задается со знаком «+».

По формуле (5) проведены расчеты графиков потенциала для поляризованного пласта с параметрами: $X_0 = 500$ м, $U_0 = 200$ мВ, $h = 10$ м, $2b = 60$ м, $d_1 = 50$ м, $d_2 = 300$ м, $\alpha = 70^\circ$, $\gamma = 40^\circ$, $\beta = 2^\circ, 4^\circ, 6^\circ, 10^\circ$ (рис. 2). В свою очередь, параметры d_3 и d_4 для соблюдения условия замкнутости фигур на основе заданных параметров: d_1 , d_2 и α , β , γ находятся по формулам

$$d_3 = \frac{d_1 - 2b \sin \beta \sin \alpha}{\sin(180 - \alpha) \sin \gamma}, \quad (6)$$

$$d_4 = d_2 \frac{\sin \alpha}{\sin \gamma}. \quad (7)$$

Из рисунка 2 видно, что, во-первых, графики потенциалов относительно эпицентра пласта асимметричны из-за иного угла наклона правой отрицательно и положительно заряженной грани.

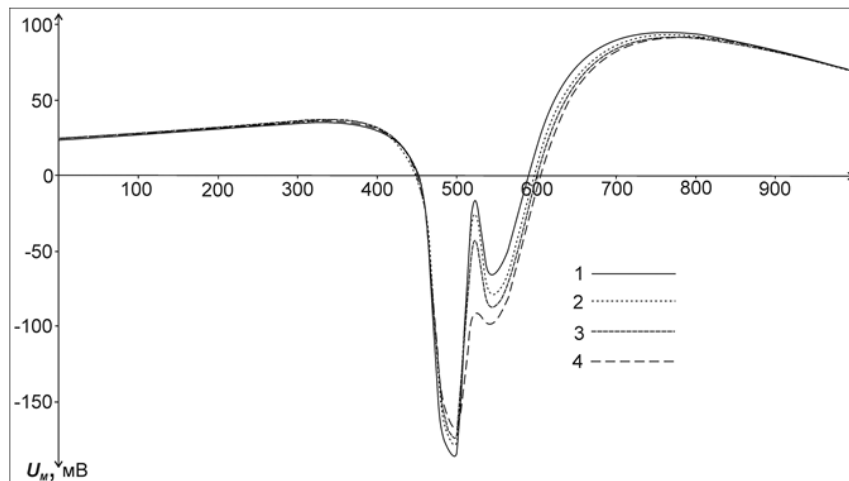


Рис. 2. Графики естественного электрического потенциала над косоугольным пластом

Во-вторых, с увеличением наклона верхней кромки пласта возрастает амплитуда ложного центрального максимума потенциала. Это, в свою очередь, приводит к ложному восприятию присутствия двух сближенных простых пластов различной интенсивности собственного потенциала. И, в-третьих, если возрастает неравенство $\gamma > \alpha$, то амплитуда правой положительной ветви всегда больше амплитуды левой ветви. В случае обратного неравенства $\gamma < \alpha$ следует, что амплитуда левого экстремума должна превышать амплитуду правого.

Угол наклона верхней кромки пласта β : 1–2°; 2–4°; 3–6°; 4–10°; левой грани $\alpha = 70^\circ$; правой грани $\gamma = 40^\circ$.

Теперь обратимся к практике. В книге А. С. Семенова [3] приводятся графики естественного электрического потенциала (рис. 3 а) над полиметаллическим колчеданным месторождением (рис. 3 б). Как полагает А. С. Семенов, правильному истолкованию малоинтенсивной отрицательной аномалии потенциала, фиксируемой непосредственно над рудным телом, мешает интенсивная положительная аномалия с восточной стороны рудного тела. Поэтому А. С. Семенов для объяснения существования такой интенсивной положительной аномалии считает присутствие у рудного тела горизонтальной поляризации с положительным зарядом у его висячего бока.

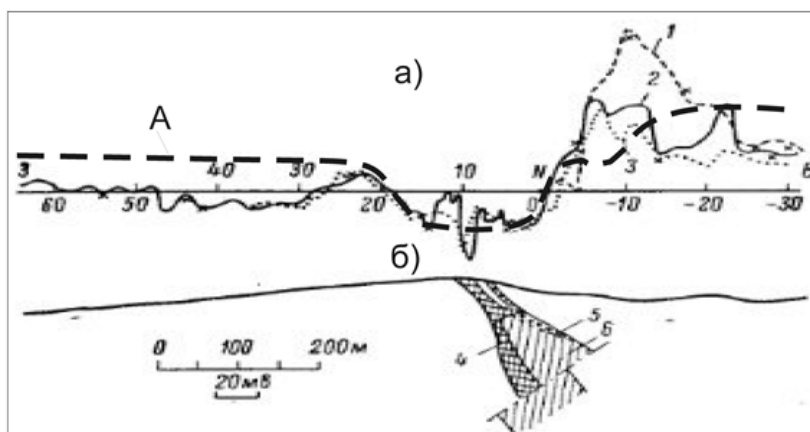


Рис. 3. Сопоставление графиков естественного электрического потенциала, наблюдаемых над полиметаллическим колчеданным месторождением, 1, 2, 3 (по А. С. Семенову, 1980) и теоретически рассчитанного А (1, 2, 3 — графики, наблюдаемые в разные дни; 4 — окисленные руды; 5, 6 — вторичные и первичные сульфидные руды)

Однако имеются работы, где теоретически и экспериментально доказано, что основным и единственным знакоопределяющим фактором является вертикальный геотемпературный градиент для всех электропроводящих (рудных и графитовых) тел пластового типа. Следовательно, у рассматриваемого рудного тела должна неизбежно наблюдаться преимущественно вертикальная поляризация. Для выяснения этой проблемы выполнен прямой расчет по формуле (5) с учетом именно вертикальной поляризации. В результате полученный график потенциала А (см. рис. 3 а) достаточно хорошо совмещается с семейством наблюдаемых графиков есте-

ственных потенциалов 1, 2 и 3 (см. рис. 3 а), особенно в средней части этих графиков. В то же время заметно расходятся как западные ветви из-за недоучета отрицательной аномалии между пикетами 30–50 от пиритизированной зоны [3], так и восточные ветви из-за «меняющихся во времени полей» на этом отрезке исследований. График А получен для следующих параметров рудного тела: $x_0 = 500$ м, $U_0 = 100$ мВ, $h = 10$ м, $2b = 200$ м, $d_1 = 200$ м, $d_2 = 50$ м, $d_3 = 25$ м, $d_4 = 280$ м, $\alpha = 64^\circ$, $\gamma = 30^\circ$, $\beta = 3^\circ$.

Отсюда следует, что встречающиеся на практике сложно построенные рудные тела могут быть успешно проинтерпретированы с помощью рассмотренного решения для косоугольного пласта.

Решение прямой задачи для поляризованного 8-гранного тела, аппроксимирующего горизонтальный цилиндр бесконечного прости- рания

В книге [3] приведено решение для сферы с отрицательно и положительно поляризованными одинаковых размеров полушариями, что является частным случаем и на практике маловероятным. В основном все встречающиеся поляризованные рудные и графитистые тела пластовой или иной формы имеют всегда значительно меньший отрицательный полюс относительно положительно заряженного полюса. В этой связи рассматривается решение для поляризованного 8-гранника, достаточно точно аппроксимирующего сферу на расстояниях, превышающих от его внешней кромки 1 и более внутреннего радиуса 8-гранника.

Сформулируем задачу. Проводящий 8-гранник (рис. 4) располагается в однородном плохо проводящем изотропном полупространстве. Верхняя грань 8-гранника и верхняя часть его боковых граней (2 и 8, см. рис. 4) заряжены до потенциала $-U_0$, нижняя часть этих боковых граней (3, 4, 6 и 7) и нижняя грань — до $+U_0$. В точках перехода отрицательных значений U_0 к положительным соблюдается условие $U_0 = 0$. Эпицентр 8-гранника находится на расстоянии X_0 от начала координат, которое располагается на дневной поверхности слева от 8-гранника. Глубина до его верхней кромки составляет h . Параметры 8-гранника: отрицательно заряженная верхняя кромка (верхняя грань) равна a , внешний угол наклона каждой грани относительно смежной грани — α , радиус вписанной окружности — r , отрицательно заряженная часть граней 2 и 8 соответствует d_1 , а к положительно заряженной части граней 2 и 8 относится $a - d_1$ (см. рис. 4).

Расчет потенциала для верхнего полупространства от заряженных граней 8-гранника выполняется с помощью интегрального выражения (1), в результате соответствующих математических преобразований которого приходим к выражению [1, 4, 6]:

$$U_M = \sum_{i=1}^n \frac{U_0}{\pi} \Delta\varphi_i = \frac{U_0}{\pi} (\Delta\varphi_6 + \Delta\varphi_7 + \Delta\varphi'_8 - \Delta\varphi''_8 - \Delta\varphi_1 - \Delta\varphi'_2 + \Delta\varphi''_2 + \Delta\varphi_3 + \Delta\varphi_4), \quad (8)$$

где $\Delta\varphi_6, \Delta\varphi_7, \Delta\varphi_3, \Delta\varphi_4$ — углы видимости из точки x_i положительно заряженных боковых граней 6, 7, 3 и 4; $\Delta\varphi'_8, \Delta\varphi'_2$ — углы видимости из точки x_i положительно заряженных боковых граней 8 и 2; $\Delta\varphi''_8, \Delta\varphi''_2$ — углы видимости из точки x_i отрицательно заряженных боковых граней 8 и 2; $\Delta\varphi_1$ — угол видимости из точки x_i отрицательно заряженной верхней грани 1.

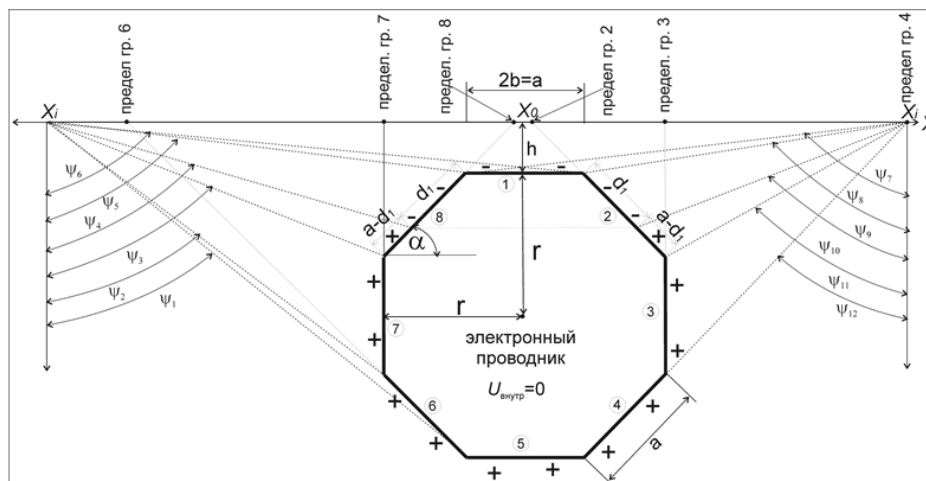


Рис. 4. Расчет естественного электрического потенциала для горизонтального 8-гранного цилиндра бесконечного простираения

Расчет от грани 5 не предусматривается, так как угол ее видимости на дневной поверхности равен 0.

Расчеты потенциалов U_i от граней 8-гранника, с учетом их видимости в точках измерений, выполняются в заданных пределах

для верхней кромки: $\text{от } -\infty \text{ до } +\infty$, (9.1)

грани 6: $\text{от } -\infty \text{ до } x_0 - r - (h + r + \frac{a}{2})\tan\alpha = \text{lim1}$, (9.2)

грани 7: $\text{от } -\infty \text{ до } x_0 - r = \text{lim2}$, (9.3)

грани 8: $\text{от } -\infty \text{ до } x_0 - \frac{a}{2} + h/\tan\alpha = \text{lim3}$, (9.4)

грани 2: $\text{от } x_0 + \frac{a}{2} - h/\tan\alpha = \text{lim4} \text{ до } +\infty$, (9.5)

грани 3: $\text{от } x_0 + r = \text{lim5} \text{ до } +\infty$, (9.6)

грани 4: $\text{от } x_0 + r + (h + r + \frac{a}{2})\tan\alpha = \text{lim6} \text{ до } +\infty$. (9.7)

Для отыскания распределения суммарного потенциала U_M от 8-гранного тела выразим углы видимости $\Delta\phi_6, \Delta\phi_7, \Delta\phi_8'$ и т. д. через его параметры и координаты точек наблюдения следующим образом (см. рис. 4):

$\Delta\phi_6$ находится с левой стороны 8-гранника и определяется разностью углов ψ_2 и ψ_1

$$\Delta\phi_6 = \psi_2 - \psi_1 = \text{atan} \frac{x_0 - x_i - r}{h + r + \frac{a}{2}} - \text{atan} \frac{x_0 - x_i - \frac{a}{2}}{h + 2r}. \quad (10.1)$$

$\Delta\varphi_7$ находится с левой стороны 8-гранника и определяется разностью углов ψ_3 и ψ_2

$$\Delta\varphi_7 = \psi_3 - \psi_2 = \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - r}{h + a \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - r}{h + r + \frac{a}{2}}. \quad (10.2)$$

$\Delta\varphi_8$ находится с левой стороны 8-гранника и определяется разностью углов $\Delta\varphi'_8$ и $\Delta\varphi''_8$, где $\Delta\varphi'_8 = \psi_4 - \psi_3$, а $\Delta\varphi''_8 = \psi_5 - \psi_4$, то есть являются отрезками грани 8 с зарядами разного знака:

$$\Delta\varphi_8 = \Delta\varphi'_8 - \Delta\varphi''_8 = 2\operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - \frac{a}{2} - d_1 \sin \alpha}{h + d_1 \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - r}{h + a \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - \frac{a}{2}}{h}. \quad (10.3)$$

$\Delta\varphi_1$ находится с левой стороны 8-гранника и определяется разностью углов ψ_6 и ψ_5

$$-\Delta\varphi_1 = -(\psi_6 - \psi_5) = -\operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i + \frac{a}{2}}{h} + \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - \frac{a}{2}}{h}. \quad (10.4)$$

$\Delta\varphi'_1$ находится с правой стороны 8-гранника и определяется разностью углов ψ_7 и ψ_8

$$-\Delta\varphi'_1 = -(\psi_7 - \psi_8) = -\operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 + \frac{a}{2}}{h} + \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - \frac{a}{2}}{h}. \quad (10.5)$$

$\Delta\varphi_2$ находится с правой стороны 8-гранника и определяется разностью углов $\Delta\varphi''_2$ и $\Delta\varphi'_2$, где $\Delta\varphi''_2 = \psi_9 - \psi_{10}$, а $\Delta\varphi'_2 = \psi_8 - \psi_9$, то есть являются отрезками грани 2 с зарядами разного знака

$$\Delta\varphi_2 = \Delta\varphi''_2 - \Delta\varphi'_2 = \left(2\operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - \frac{a}{2} - d_1 \sin \alpha}{h + d_1 \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_{i0} - r}{h + a \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - \frac{a}{2}}{h} \right). \quad (10.6)$$

$\Delta\varphi_3$ находится с правой стороны 8-гранника и определяется разностью углов ψ_{10} и ψ_{11}

$$\Delta\varphi_3 = \psi_{10} - \psi_{11} = -\operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - r}{h + r + \frac{a}{2}} + \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - r}{h + a \cos \alpha}. \quad (10.7)$$

$\Delta\varphi_4$ находится с правой стороны 8-гранника и определяется разностью углов ψ_{11} и ψ_{12}

$$\varphi_4 = \psi_{11} - \psi_{12} = \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - \frac{a}{2}}{h} - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - \frac{a}{2} - d_1 \sin \alpha}{h + d_1 \cos \alpha}. \quad (10.8)$$

Тогда суммарный потенциал U_M при подстановке выражений (10.1)–(10.8) в формулу (8) с учетом пределов расчета потенциалов 9.1)–(9.7) от граней будет равен

$$\begin{aligned}
U_M = \frac{U_0}{\pi} & \left\{ \left[\operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - r}{h + r + a/2} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - \frac{a}{2}}{h + 2r} \right]_{-\infty}^{\lim 1} + \right. \\
& + \left[\operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - r}{h + a \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - r}{h + r + a/2} \right]_{-\infty}^{\lim 2} + \left[2 \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - \frac{a}{2} - d_1 \sin \alpha}{h + d_1 \cos \alpha} - \right. \\
& - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - r}{h + a \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - \frac{a}{2}}{h} \left. \right]_{-\infty}^{\lim 3} + \left[\operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i - \frac{a}{2}}{h} + \operatorname{atan} \frac{x_0 - x_i + \frac{a}{2}}{h} \right]_{-\infty}^{+\infty} \\
& + \left[2 \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - \frac{a}{2} - d_1 \sin \alpha}{h + d_1 \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - r}{h + a \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - \frac{a}{2}}{h} \right]_{\lim 4}^{+\infty} + \\
& + \left[\operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - r}{h + a \cos \alpha} - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - r}{h + r + a/2} \right]_{\lim 5}^{+\infty} + \left. \left[\operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - r}{h + r + a/2} - \operatorname{atan} \frac{x_i - x_0 - \frac{a}{2}}{h + 2r} \right]_{\lim 6}^{+\infty} \right\}. \quad (11)
\end{aligned}$$

По формуле (11) проведены расчеты графиков потенциала для поляризованного 8-гранника с параметрами: $x_0 = 2\,500$ м, $U_0 = 525$ мВ, $h = 11, 100, 500, 1\,000$ м, $r = 550$ м, $OTN = 0,55$, $\alpha = 45^\circ$ (см. рис. 2). В свою очередь, параметр OTN является отношением отрицательно заряженной части грани 8 (или 9) d_l к полной грани размером a , то есть $OTN = d_l/a$. Именно с помощью этого параметра при решении обратных задач алгоритм осуществляет наиболее вероятный подбор величины d_l , то есть размеров отрицательно заряженных граней 8 и 2. Одновременно с d_l определяется и величина $a - d_l$, соответствующая положительно заряженной части граней 8 и 2. Этот фрагмент алгоритма обладает гибкостью поиска эффективных размеров полюсов 8-гранника по сравнению с равенством размеров полюсов сферы по А. С. Семенову [3]. Кроме того, алгоритмом предусматривается автоматическое определение численной величины грани a через задаваемый размер вписанного в 8-гранник радиуса r

$$a = 2r \tan\left(\frac{\alpha}{2}\right), \quad (12)$$

с помощью чего строится полная фигура этого 8-гранника.

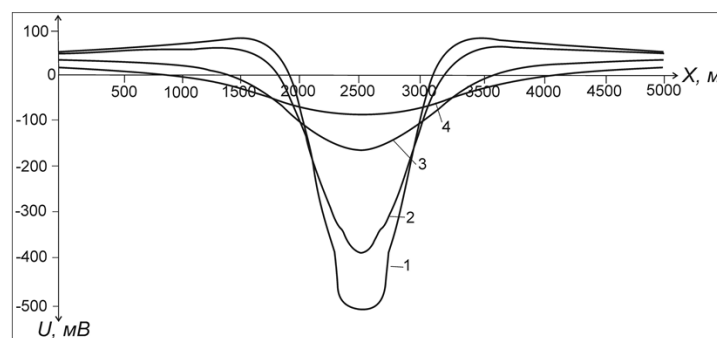


Рис. 5. Графики естественного электрического потенциала над 8-гранным цилиндром

Из рисунка 5 видно, что на глубинах, меньших вписанного радиуса r , наблюдаются искажения гладкости графиков за счет близости ломаных переходов от одной грани 8-гранника к другой (см. рис. 5, графики 1 и 2). Но уже на глубинах в один радиус r и более графики потенциала U являются гладкими (см. рис. 5, графики 3 и 4).

Глубина залегания верхней кромки 8-гранника h : 1 — 11 м, 2 — 100 м, 3 — 500 м, 4 — 1 000 м, $r = \text{Const} = 550$ м.

Примеры решения обратных задач

Приведем сопоставление результата интерпретации с помощью 8-гранника на примере графика Вейсс-потенциала U (рис. 6 а, б), принятого в зарубежной практике за эталон по оценке точности и информативности разрабатываемых способов, с результатами интерпретации других зарубежных авторов (таблица) [7, 8]. По расчетам аномалии потенциала от 8-гранного цилиндра получены следующие данные: $x_0 = 116$ м, $U_0 = 505$ мВ, $h = 10$ м, $r = 55,5$ м, $a = 46$ м, $\text{OTN} = 0,55$, $\alpha = 45^\circ$. Сопоставление рассчитанного графика с наблюдаемым Вейсс-потенциалом U и достигнутая при подборе относительная ошибка всего лишь 17,6 % указывают на несоответствие формы сечения подбираемого тела реальному (рис. 6 в, г).

В результате, как видно из рисунка 6, д, е графики наблюдаемого U и подобранного $U_{\text{теор}}$ потенциалов имеют хорошее совпадение уже при средней относительной погрешности 7 %. Обнаружено основное аномальное тело 1, глубина которого как до его верхней кромки, так и до центра близка результатам других методов.

Для уточнения фигуры реального тела дополнительно выполнен автоматизированный подбор с различными телами пластовой формы согласно выражению [1]

$$\begin{aligned}
 U_z = \frac{U_0}{\pi} \left\{ \left[-2 \operatorname{atan} \frac{-x + x_0 - b + d_1 \cos \alpha}{h + d_1 \sin \alpha} \right. \right. \\
 \left. \left. + \operatorname{atan} \frac{-x + x_0 - b + (d_1 + d_2) \cos \alpha}{h + (d_1 + d_2) \sin \alpha} + \right. \right. \\
 \left. \left. \operatorname{atan} \frac{x_0 - x - b}{h} \right]_{x=-\infty}^{x=x_0 - b - h \operatorname{ctg} \alpha} + \left[\operatorname{atan} \frac{x_0 - x + b}{h} - \operatorname{atan} \frac{x_0 - x - b}{h} \right]_{x=-\infty}^{x=\infty} + \right. \\
 \left. + \left[-2 \operatorname{atan} \frac{x - x_0 - b - d_1 \cos \alpha}{h + d_1 \sin \alpha} + \right. \right. \\
 \left. \left. + \operatorname{atan} \frac{x - x_0 - b - (d_1 + d_2) \cos \alpha}{h + (d_1 + d_2) \sin \alpha} + \operatorname{atan} \frac{x - x_0 - b}{h} \right]_{x=x_0 + b - h \operatorname{ctg} \alpha}^{x=\infty} \right\}, \quad (13)
 \end{aligned}$$

где α — угол наклона пласта; d_1, d_2 — длины соответственно отрицательно и положительно заряженных полюсов пласта.

Кроме того, дополнительно обнаружено тело 2, которое расположено на глубине порядка 8 м и имеет небольшие геометрические параметры. Присутствие этого тела можно увидеть на карте потенциала по линейному втеканию изолиний внутрь аномалии в ее северной (верхней) части

Figure 1 consists of five panels (a-e) illustrating geophysical investigations. Panel (a) shows a graph of magnetic anomaly (mB) versus distance (X) with measured (solid line) and calculated (dashed line) curves. Panel (b) is a topographic map showing magnetic anomaly contours (SP (mB)) and relief (рельеф (м)). Panel (c) is a plan view of the octagonal structure with dimensions: $h=10$ M, $r=55.5$ M, and $h+r=65.5$ M. Panel (d) shows a graph of magnetic anomaly (mB) versus distance (X) with measured (solid line) and calculated (dashed line) curves. Panel (e) is a plan view of the rectangular structure with dimensions: $h=10$ M, $r=55.5$ M, and $h+r=65.5$ M.

Рассмотренный пример показывает, что использование комплекса сложных тел позволило установить наиболее точную, пластовую конфигурацию объекта Вейсс-потенциала, а не конфигурацию сферы, вертикального или горизонтального цилиндров.

№ 2, 2022

ших решений продолжают разрабатывать варианты решения инверсионных задач именно для этой поляризованной сферы [17, 18].

Сопоставление результатов интерпретации Вейсс — аномалии естественного электрического поля, полученных различными методами вычислений

Методы	Тип тела	Глубина вычислена до:	Глубина h, м	Погрешность, %	U_0 , мВ	$2b, r$, м	δ_1 , м	δ_2 , м
Yüngül (1950)	сфера	центра сферы	53,8					
Bhattachary and Roy (1981)	сфера	центра сферы	54					
Abdelrahman and El-Araby (1996–1997)	сфера	центра сферы	52,9					
Abdelrahman et al. (1997)	верт. цилиндр	торца верт. цилиндра	26	50,0				
Abdelrahman et al. (1998)	верт. цилиндр	торца верт. цилиндра	12,7	-26,0				
El-Araby (2004)	сфера	центра сферы	43,37	- 2,4				
	пласт 1	кромки пласта/центра пласта	28/58	7,05	-751	55	8	53
А. Н. Дмитриев (2012, 2018)	пласт 2	кромки пласта/центра пласта	8/15	7,05	-275	11	2	12
	8-гранник	кромки цилиндра/центра цилиндра	10/66	17,6	-505	46	18	93

Разработанный ранее и рассмотренный в данной статье математический аппарат для решения прямых и обратных задач метода ЕЭП [1, 4] находит успешное применение и для интерпретации данных в нефтегазовой геологии.

В качестве примера рассмотрим материалы метода ЕЭП, полученные при масштабных площадных геофизических работах на одной из нефтеносных территорий на юге России [19]. Воспользуемся одним из широтных профилей, вдоль которого выполнены наблюдения естественного электрического потенциала U (рис. 7). К наблюдаемому графику подобран теоретический график потенциала, которому соответствует геологический разрез (см. рис. 7). Как видно, на двух уровнях глубин порядка 0–500 м и 1 800–2 200 м прослеживаются пластины 4, 5, 11, 6, 7 и 1, 2, 3 соответственно. На глубинах более 3 км (3-й уровень) фиксируются три локальных объекта 8, 9, 10.

С позиции геологических материалов полученный результат истолковывается следующим образом. К первому уровню глубин (0–500 м) относятся битуминозные пермские отложения [20], в которых пластины 4, 5, 11, 6, 7 небольшой толщины (первые десятки метров) могут соответствовать, с наибольшей вероятностью, скоплениям битумов. Второй уровень глубин составляет 1 800–2 200 м, к которому приурочены залежи нефти, и представляет собой продуктивный терригенный девон [20]. Толщины этого уровня колеблются от 270 до 350 м. Что касается третьего уровня, то это плотные кристаллические породы с трещиноватыми коллекторами, в которых иногда отмечается присутствие битумов [20]. Эти проницаемые коллектора, заполненные битумами, вполне могут являться локальными объектами 8, 9, 10.

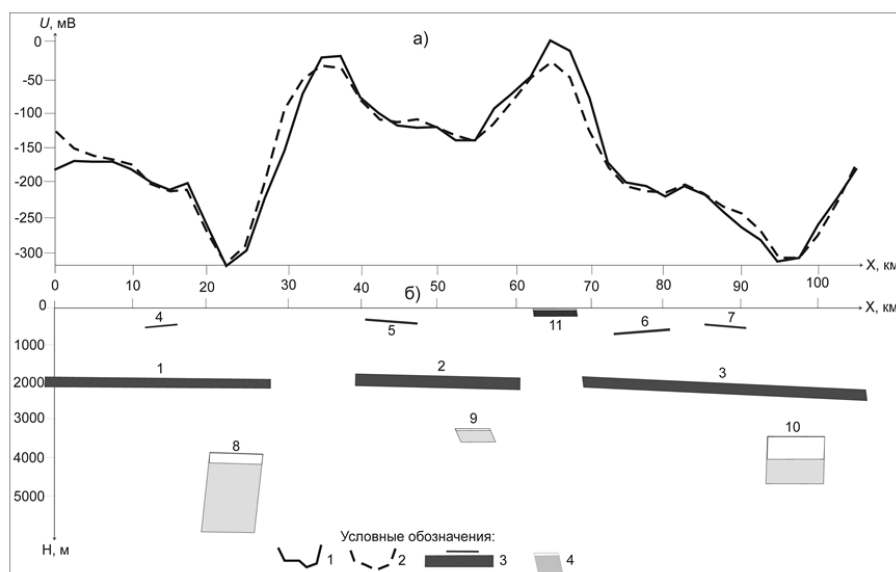


Рис. 7. Результаты интерпретации графика естественного электрического потенциала U , наблюдаемого на территории с нефтебитумными залежами:
 а) наблюдаемый и теоретический графики естественного потенциала (наблюдаемый график построен по данным опубликованной карты в Интернете Д.И. Хасановым [19], есть устное разрешение); б) геоэлектрический разрез, построенный по результатам интерпретации наблюдаемого графика U .
 1 — наблюдаемый график потенциала U ; 2 — теоретический график потенциала U ;
 3 — тела, которые соответствуют битумным и нефтеносным коллекторам пермских отложений и терригенного девона соответственно

Отсюда следует, что полученные результаты интерпретации естественного электрического потенциала U широтного профиля не противоречат геологическим данным и, кроме того, указывают на возможность эффективного использования метода ЕЭП при геологоразведочных работах на нефть и газ. Нефть является хорошим диэлектриком и в контакте с водными растворами, которые всегда присутствуют в породах, создают на границе раздела двойной электрический слой. В результате присутствие в разрезе обычно больших по площади поляризованных нефтегазовых

объектов обеспечивает устойчивую их фиксацию методом ЕЭП. Отсюда становится очевидным, что разрабатываемый математический аппарат и программное обеспечение позволяют с достаточной надежностью решать обратные задачи метода ЕЭП и в нефтегазовой разведке.

Выводы

Продолжено развитие теории естественного электрического потенциала, направленное на решение прямых и обратных задач метода естественного электрического поля для широко распространенных в природе сложно построенных типов рудных тел и нефтегазовых залежей. К известным решениям для поляризованных наклонных пластов, пластины, треугольников вершиной вниз (синклиналь) и вершиной вверх (антиклиналь) добавились новые тела — комбинационные косоугольные пласты (4-гранные с полной асимметрией) и горизонтальные 8-гранные цилиндры. Последние при определенных начальных условиях ($h \geq r$) могут быть использованы для расчетов потенциала от тел сферической формы.

Полученный к настоящему времени практически полный набор поляризованных тел сложной формы позволяет успешно и с минимальной погрешностью решать прямые и обратные задачи метода ЕЭП как наиболее эффективного и широко применяемого в геологоразведке.

Все новые решения, как правило, проверены и продолжают проверяться на полевых российских и зарубежных данных, связанных как с геокартингом, так и поисками рудных тел и нефтегазовых залежей. Как правило, отмечается устойчивое подтверждение теоретических расчетов практическим полевым данным и результатам бурения.

Список источников

1. Дмитриев, А. Н. Решение прямой и обратной задач метода ЕЭП на основе уточненной модели природы естественного электрического поля / А. Н. Дмитриев. — Текст : непосредственный // Геология и геофизика. — 2012. — Т. 53, № 6. — С. 797–812.
2. Семенов, А. С. Плотность тока и суммарный ток поляризованных рудных тел / А. С. Семенов. — Текст : непосредственный // Ученые записки Ленинградского государственного университета имени А. А. Жданова ; № 333. Физический и геологический факультеты. Серия физических и геологических наук ; Вопросы геофизики. Вып. 17: [сборник статей] / Под редакцией А. С. Семенова и Б. М. Яновского. — Ленинград : Изд-во Ленинградского государственного университета имени А. А. Жданова, 1967. — С. 113–117.
3. Семенов, А. С. Электроразведка методом естественного электрического поля / А. С. Семенов. — Ленинград : Недра, 1980. — 446 с. — Текст : непосредственный.
4. Дмитриев, А. Н. Геолого-геофизические основы поисков электрически поляризованных объектов — нефтяных и рудных залежей (на примере Западной Сибири) / А. Н. Дмитриев. — Тюмень : Изд-во ТГУ, 2007. — 226 с. — Текст : непосредственный.
5. Sato, M. The Electrochemical Mechanism of Sulphide Self-potentials / M. Sato, H. M. Mooney // Geophysics. — DOI 10.1190/1.14386891960. — Direct text // Geophysics. — 1960. — Vol. 25, Issue 1. — P. 77–326.
6. Методы расчета электростатических полей / Н. Н. Миролубов, М. В. Костенко, М. Л. Левинштейн, Н. Н. Тиходеев. — Москва : Высшая школа. — 1963. — 415 с. — Текст : непосредственный.
7. Yüngül, S. Interpretation of spontaneous polarization anomalies caused by spheroidal orebodies / S. Yüngül. — DOI 10.1190/1.1437597. — Direct text // Geophysics. — 1950. — Vol. 15, Issue 2. — P. 237–246.

8. El-Araby, H. A new method for complete quantitative interpretation of self-potential anomalies / H. El-Araby. – DOI 10.1016/J.JAPPGEO.2003.11.002. – Direct text // Journal of Applied Geophysics. – 2004. – Vol. 55, Issue 3–4. – P. 211–224.
9. De Witte, L. A new Method of Interpretation of Self-Potential Field Data / L. de Witte. – DOI: 10.1190/1.1437436. – Direct text // Geophysics. – 1948. – Vol. 13. – Issue 4. – P. 529–624.
10. Bhattacharya, B. B. A note on the use of a nomogram for self-potential anomalies / B. B. Bhattacharyya, N. Roy. – DOI 10.1111/j.1365-2478.1981.tb01013.x. – Direct text // Geophysical Prospecting. – 1981. – Vol. 29, Issue 1. – P. 102–107.
11. Skianis, G. A. A study of the self-potential field produced by a polarised inclined sheet in an electrically homogeneous and transversely anisotropic ground. / G. A. Skianis, T. D. Papadopoulos, D. A. Vaiopoulos. – DOI 10.12681/bgsg.17226. – Direct text // Bulletin of the Geological Society of Greece. – 2001. – Vol. 34, Issue 4. – P. 1343–1350.
12. Paul, M. K. Direct interpretation of self-potential anomalies caused by inclined sheets of infinite horizontal extensions / M. K. Paul. – DOI 10.1190/1.1439596. – Direct text // Geophysics. – 1965. – Vol. 30, Issue 3. – P. 339–449.
13. Meiser, P. A method of quantitative interpretation of selfpotential measurements / P. Meiser. – DOI 10.1111/j.1365-2478.1962.tb02009.x. – Direct text // Geophysical Prospecting. – 1962. – Vol. 10. – Issue 2. – P. 203–218.
14. Murty, B. Nomograms for the complete interpretation of spontaneous potential profiles over sheet like and cylindrical 2D structures / B. Murty, P. Haricharan. – DOI 10.1190/1.1441986. – Direct text // Geophysics. – 1985. – Vol. 50. – P. 1127–1135.
15. Abdelrahman, E. M. Shape and depth determinations from second moving average residual self-potential anomalies / E. M. Abdelrahman, T. M. El-Araby, K. S. Essa. – DOI 10.1088/1742-2132/6/1/005. – Direct text // Journal of Geophysics and Engineering. – 2009. – Vol. 6, Issue 1. – P. 43–52.
16. New methods for shape and depth determinations from SP data / E. M. Abdelrahman, H. M. El-Araby, A. G. Hassaneen, M. A. Hafez. – DOI 10.1190/1.1598112. – Direct text // Geophysics. – 2003. – Vol. 68, Issue 4. – P. 1126–1422.
17. Oliveti, I. 2D approach for solving self-potential problems : modeling and numerical simulations / I. Oliveti, E. Cardarelli. – Direct text // GNGTS. – 2016. – Sessione 3.3. – P. 610–613.
18. Oliveti, I. 2D approach for modelling self-potential anomalies : application to synthetic and real data / I. Oliveti, E. Cardarelli. – DOI 10.4430/bgta0198. – Direct text // Bollettino di Geofisica Teorica ed Applicata. – 2017. – Vol. 58, Issue 4. – P. 415–430.
19. Хасанов, Д. И. Введение в электроразведку : учебное пособие / Д. И. Хасанов. – Казань : Казанский государственный университет, 2009. – 75 с. – Текст : непосредственный.
20. Нефтегазоносность республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. В 2 томах / Под редакцией Р. Х. Муслимова. – Т. 1. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2007. – 316 с.

References

1. Dmitriev, A. N. (2012). Forward and Inverse Self-potential Modeling: a New Approach. Russian Geology and Geophysics, 53(6), pp. 611-622. (In Russian).
2. Semenov, A. S. (1967). Plotnost' toka i summarnyy tok polarizovannykh rudnykh tel. Uchenye zapiski Leningradskogo gosudarstvennogo universiteta imeni A. A. Zhdanova; No. 333. Fizicheskii i geologicheskii fakul'tety. Seriya fizicheskikh i geologicheskikh nauk; Voprosy geofiziki. Vyp. 17. Leningrad, Leningrad State University named after A. A. Zhdanov Publ., 1967, pp. 113-117. (In Russian).
3. Semenov, A. S. (1980). Elektrozvedka metodom estestvennogo elektricheskogo polya. Leningrad, Nedra Publ., 446 p. (In Russian).
4. Dmitriev, A. N. (2007). Geologo-geofizicheskie osnovy poiskov elektricheskii polarizovannykh ob"ektov - neftyanykh i rudnykh zalezhey (na primere Zapadnoy Sibiri). Tyumen, Tyumen State University Publ., 226 p. (In Russian).
5. Sato, M., & Mooney, H. M. (1960). The Electrochemical Mechanism of Sulphide Self-potentials. Geophysics, 25(1), pp. 77-326. (In English). DOI: 10.1190/1.1438689

6. Mirolubov, N. N., Kostenko, M. V., Levinshteyn, M. L., & Tichodeev, N. N. (1963). *Metody rascheta elektrostaticheskikh poley*. Moscow, Higher School Publ., 415 p. (In Russian).
7. Yüngül, S. (1950). Interpretation of spontaneous polarization anomalies caused by spheroidal ore bodies. *Geophysics*, 15(2), pp. 237-246. (In English). DOI: 10.1190/1.1437597
8. El-Araby, H. (2004). A new method for complete quantitative interpretation of self-potential anomalies. *Journal of Applied Geophysics*, 55(3-4), pp. 211-224. (In English). DOI: 10.1016/J.JAPPGEO.2003.11.002
9. De Witte, L. (1948). A new Method of Interpretation of Self-Potential Field Data. *Geophysics*, 13(4), pp. 529-624. (In English). DOI: 10.1190/1.1437436
10. Bhattacharyya, B. B & Roy, N. (1981). A note on the use of a nomogram for self-potential anomalies. *Geophysical Prospecting*, 29(1), pp. 102-107. (In English). DOI: 10.1111/j.1365-2478.1981.tb01013.x
11. Skianis, G. A., Papadopoulos, T. D. & Vaiopoulos, D. A. (2001). A study of the self-potential field produced by a polarised inclined sheet in an electrically homogeneous and transversely anisotropic ground. *Bulletin of the Geological Society of Greece*, 34(4), pp. 1343-1350. (In English). DOI: 10.12681/bgsg.17226
12. Paul, M. K. (1965). Direct interpretation of self-potential anomalies caused by inclined sheets of infinite horizontal extensions. *Geophysics*, 30(3), pp. 339-449. (In English). DOI: 10.1190/1.1439596
13. Meiser, P. (1962). A method of quantitative interpretation of selfpotential measurements. *Geophysical Prospecting*, 10(2), pp. 203-218. (In English). DOI: 10.1111/j.1365-2478.1962.tb02009.x
14. Murty, B. & Haricharan, P. (1985). Nomograms for the complete interpretation of spontaneous potential profiles over sheet like and cylindrical 2D structures. *Geophysics*, (50), pp. 1127-1135. (In English). DOI: 10.1190/1.1441986
15. Abdelrahman, E. M., El-Araby, T. M., & Essa, K. S. (2009). Shape and depth determinations from second moving average residual self-potential anomalies. *Journal of Geophysics and Engineering*, 6(1), pp. 43-52. (In English). DOI: 10.1088/1742-2132/6/1/005
16. Abdelrahman, E. M, El-Araby, H. M., Hassaneen, A. G., & Hafez, M. A. (2003). New methods for shape and depth determinations from SP data. *Geophysics*, 68(4), pp. 1202-1210. (In English). DOI: 10.1190/1.1598112
17. Oliveti, I., & Cardarelli, E. (2016). 2D approach for solving self-potential problems : modeling and numerical simulations. *GNGTS, Sessione 3.3*, pp. 610-613.
18. Oliveti, I., & Cardarelli, E. (2017). 2D approach for modelling self-potential anomalies : application to synthetic and real data. *Bollettino di Geofisica Teorica ed Applicata*, 58(4), pp. 415-430. (In English). DOI: 10.4430/bgta0198
19. Khasanov, D. I. (2009). *Vvedenie v elektrorazvedku*. Kazan, Kazan Federal University Publ., 75 p. (In Russian).
20. Muslimov, R. H. (Ed.). (2007). *Oil and Gas Potential of the Republic of Tatarstan. Geology and Development of Oil Fields. Vol. 1*. Kazan, Publishing House "FENG" of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 316 p. (In Russian).

Информация об авторе

Дмитриев Аркадий Николаевич,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры прикладной геофизики,
Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, dmitriev38@inbox.ru

Information about the author

Arkadiy N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, dmitriev38@inbox.ru

Статья поступила в редакцию 09.12.2021; одобрена после рецензирования 29.12.2021; принята к публикации 19.01.2022.
The article was submitted 09.12.2021; approved after reviewing 29.12.2021; accepted for publication 19.01.2022.

УДК 532.23,553.048

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-37-52

Об учете капиллярных сил при моделировании газоконденсатных смесей

М. И. Райковский^{1*}, А. Ю. Демьянов^{1,2}, О. Ю. Динариев²

¹Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), Москва, Россия

²Московский научно-исследовательский центр «Шлюмберже», Москва, Россия

*Maksim raykovskiy@phystech.edu

Аннотация. Работа посвящена исследованию влияния капиллярного скачка давления (КСД) на фазовое равновесие между жидкой и газовой фазами, которые описываются уравнением состояния Пенга — Робинсона. Проведен численный анализ вида фазовых диаграмм (ФД) газоконденсатной смеси при различных КСД. Исходя из специфики задачи, ФД строится в координатах давление газа — давление жидкости. Граница двухфазной области определяется как область существования двухфазного состояния смеси, при этом не проводилось дополнительных исследований устойчивости однофазного состояния. Расчеты проводились без привязки к какой-либо конкретной пористой среде и основаны на условии фазового равновесия только при различных КСД. Полученные результаты демонстрируют важность эффектов КСД при расчете фазового равновесия газоконденсатной смеси при моделировании течения в пористой среде. Описанная расчетно-теоретическая методика применима к двухфазным многокомпонентным системам с произвольным числом компонент и легко обобщается на другие уравнения состояния, например такие как уравнение Редлиха — Квонга.

Ключевые слова: капиллярный скачок давления, насыщенность фазы, фазовое равновесие, газоконденсатная смесь

Для цитирования: Райковский, М. И. Об учете капиллярных сил при моделировании газоконденсатных смесей / М. И. Райковский, А. Ю. Демьянов, О. Ю. Динариев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-37-52 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 2. – С. 37–52.

On the accounting of capillary forces in the modeling of gas-condensate mixtures

Maksim I. Raikovskiy^{1*}, Alexander Yu. Demianov^{1,2}, Oleg Yu. Dinariev²

¹Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University), Moscow, Russia

²Schlumberger Moscow Research, Moscow, Russia

*Maksim raykovskiy@phystech.edu

Abstract. This article is devoted to the study of the effect of the capillary pressure jump (CPJ) on the phase equilibrium between the liquid and gas phases, which are described by the Peng-Robinson equation of state. A numerical analysis the form of phase diagrams (PD) of a gas-

condensate mixture at various CPJ is carried out. Based on the specifics of the problem, the PD is constructed in the gas pressure - liquid pressure coordinates. The boundary of the two-phase region is defined as the region of existence of the two-phase state of the mixture, without additional studies on the stability of the single-phase state. The analysis is carried out without reference to any specific porous medium, and it is based on the conditions of phase equilibrium at different CPJ only. The obtained results demonstrate the importance of CPJ effects in computing the phase equilibrium of a gas-condensate mixture, when modeling the flow in a porous medium. The described computational and theoretical technique is applicable to two-phase multicomponent systems with an arbitrary number of components and is easily generalized to other equations of state, such as the Redlich-Kwong equation, equations of state of gas condensate systems.

Keywords: capillary pressure jump, phase saturation, phase equilibrium, gas-condensate mixture

For citation: Raikovskiy, M. I., Demianov, A. Yu., & Dinariev, O. Yu. (2022). On the accounting of capillary forces in the modeling of gas-condensate mixtures. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 37-52. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-37-52

Введение

В практике проектирования разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений необходимой составляющей является расчет фазовых переходов газ — жидкость [1–10]. В частности, для газоконденсатных залежей такие расчеты позволяют оценить потери конденсата, а также падение продуктивности добывающих скважин из-за образования конденсатной банки. Для таких залежей расчет фазового равновесия жидкость — газ дает возможность оценить структуру и протяженность переходной зоны в окрестности газонефтяного контакта. В настоящее время общепринятым методом расчета фазового поведения углеводородных смесей является подход на основе полуэмпирических уравнений состояния (УС), причем одним из наиболее популярных УС является уравнение Пенга — Робинсона [11–17]. Этот метод предполагает настройку свободных параметров в аналитическом выражении для УС по имеющимся экспериментальным данным, а затем прогноз фазового поведения углеводородной смеси путем численного моделирования для соответствующих пластовых условий при разработке месторождения. Метод УС интегрирован в большинство современных пластовых симуляторов и используется в композиционных гидродинамических моделях в соответствии с существующими требованиями¹.

Однако несмотря на то что моделируемые фазовые переходы происходят в порах коллекторов в присутствии капиллярных сил, капиллярные эффекты при этом не учитываются. В современных пластовых симуляторах капиллярный скачок давления в фазах учитывается при расчете процессов переноса в пористой среде, но при этом принимается, что фазовое равновесие в элементе среды устанавливается мгновенно и контролируется средним давлением в фазах. Таким образом, влияние разности давлений в фазах на фазовое состояние смеси предполагается несущественным. Диапазон применимости этого предположения является недостаточно изучен-

¹ РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / Под ред. К. Е. Закревского, М. М. Максимова, О. Ю. Динариева. – М.: Минтопэнерго, 2000. – 143 с.

ным. Кроме того, в силу истощения месторождений с высокопроницаемыми коллекторами в разработку все больше вовлекаются залежи с коллекторами низкой проницаемости, где влияние капиллярных явлений становится более значимым. Поэтому представляет интерес систематический анализ влияния капиллярных сил на фазовые диаграммы (ФД) углеводородных смесей.

В работе осуществлен численный анализ вида ФД газоконденсатной смеси при разных давлениях в фазах на основе УС Пенга — Робинсона. Анализ сделан без привязки к какой-либо конкретной пористой среде только с использованием условий фазового равновесия при разных давлениях в фазах. Таким образом, предварительно полученные результаты таких расчетов для заданного состава пластовой смеси могут быть впоследствии совмещены с любыми участками коллектора, характеризующимися разными кривыми капиллярного давления. Отметим, что в публикациях [18, 19] отмечалась важность учета капиллярных эффектов, которые учитывались одновременно при расчете фазового равновесия газоконденсатной смеси и при моделировании течения в пористой среде, в частности, в окрестности добывающей скважины.

Объект и методы исследования

Обсудим математическую постановку задачи. Далее будем полагать, что индексы $i, j, k = 1, \dots, N$ соответствуют номерам химических компонентов газоконденсатной смеси, причем N — полное число компонентов. Будем рассматривать состояние смеси при некоторой заданной температуре T . Тогда состояние смеси характеризуется набором мольных плотностей n_i , которые образуют N -вектор $\mathbf{n} = (n_i)$. Смесь может распадаться на две фазы (газ и жидкость) с соответствующими мольными плотностями $\mathbf{n}_g = (n_{ig})$ и $\mathbf{n}_l = (n_{il})$. Этим векторам соответствуют векторы мольных концентраций $\mathbf{c} = (c_i)$, $\mathbf{c}_g = (c_{ig})$, $\mathbf{c}_l = (c_{il})$, компоненты которых определяются следующими соотношениями: $c_i = n_i / n$, $c_{ig} = n_{ig} / n_g$, $c_{il} = n_{il} / n_l$, $n = \sum_{j=1}^N n_j$, $n_g = \sum_{j=1}^N n_{gj}$, $n_l = \sum_{j=1}^N n_{lj}$. Напомним, что при использовании полуэмпирических УС в аналитической форме определены аналитические выражения для энергии Гельмгольца $f = f(T, \mathbf{n})$, вектора химических потенциалов $\mathbf{k} = \mathbf{k}(T, \mathbf{n}) = \mathbf{k}_i(T, \mathbf{n})$ и давления $p = p(T, \mathbf{n})$. Эти термодинамические функции связаны следующими соотношениями:

$$\kappa_i = \frac{\partial f}{\partial n_i}(T, \mathbf{n}), \quad (1)$$

$$p = \sum_{i=1}^M n_i \kappa_i - f. \quad (2)$$

При распаде смеси на газовую и жидкую фазу выполняется условие баланса

$$\mathbf{n} = s_g \mathbf{n}_g + s_l \mathbf{n}_l, \quad (3)$$

где s_g, s_l — неотрицательные насыщенности (то есть объемные доли) газовой и жидкой фазы, удовлетворяющие соотношению

$$1 = s_g + s_l. \quad (4)$$

Для двухфазной смеси с разными заданными давлениями p_g, p_l в газовой и жидкой фазе выполняются условия на давление

$$p_g = p(T, \mathbf{n}_g), \quad p_l = p(T, \mathbf{n}_l), \quad (5)$$

и условие равенства химических потенциалов (то есть условие термодинамического равновесия)

$$\kappa(T, \mathbf{n}_g) = \kappa(T, \mathbf{n}_l). \quad (6)$$

Постановка (5), (6) отличается от традиционного анализа фазового равновесия тем, что давления p_g, p_l в газе и жидкости не обязательно совпадают. Будем рассматривать фазовые переходы в газоконденсатной смеси фиксированного состава $\mathbf{c} = \mathbf{c}_*$. В этом случае вектор мольных плотностей смеси оказывается пропорциональным $\mathbf{c}_*$

$$\mathbf{n} = n \mathbf{c}_*. \quad (7)$$

При классическом анализе поведения газоконденсатных смесей при одинаковых давлениях в фазах известно, что существует давление p_d (точка росы) такое, что при условии $p_g = p_l > p_d$ смесь находится в однофазном газовом состоянии, а при условии $p_g = p_l < p_d$ появляется жидкая фаза (конденсат) вследствие явления ретроградной конденсации. В момент появления жидкой фазы (в точке росы) общая мольная плотность принимает некоторое значение n_d , а вектор мольных плотностей принимает значение $\mathbf{n}_d = n_d \mathbf{c}_*$. При этом вектор мольных плотностей газа совпадает с общим вектором мольных плотностей $\mathbf{n}_g = \mathbf{n}_{gd} = \mathbf{n}_d$, а вектор мольных плотностей конденсата принимает некоторое значение $\mathbf{n}_l = \mathbf{n}_{ld}$.

При разных заданных давлениях в фазах задача (3)–(7) является корректной, поскольку для $(3N + 3)$ неизвестных $n, s_g, s_l, \mathbf{n}, \mathbf{n}_g, \mathbf{n}_l$ имеется $(3N + 3)$ уравнений (3)–(7). В дальнейшем в данной статье будут приведены результаты численных расчетов зависимости насыщенности жидкой фазы s_l от пары давлений p_g, p_l для конкретной газоконденсатной смеси. При $p_g \neq p_l$ жидкая фаза может существовать и тогда, когда оба давления в фазах больше давления p_d . Это можно интерпретировать как явление капиллярной конденсации для газоконденсатной смеси. В общем виде этот эффект можно описать аналитическими выражениями при малых отклонениях давлений в фазах от точки росы

$$\Delta p_g = p_g - p_d, \quad \Delta p_l = p_l - p_d. \quad (8)$$

Если величины (8) достаточно малы, то задача (3)–(7) линеаризуется вблизи точки росы, и легко найти решение получающейся системы линей-

ных уравнений. Для записи результата в компактном виде удобно определить вспомогательное скалярное произведение N-мерных векторов

$$\mathbf{a} = (a_i), \mathbf{b} = (b_i): [\mathbf{a}, \mathbf{b}] = \sum_{i,j}^N G_{ij} a_i b_j,$$

где $(G_{ij}) = \left(\frac{\partial^2 f}{\partial n_i \partial n_j}(\mathbf{n}_{gd}) \right)$ — гессиан энергии Гельмгольца, который является положительно определенной матрицей из-за локальной стабильности газовой фазы в точке росы. В новых обозначениях выражение для насыщенности жидкой фазы при малых величинах (8) имеет следующий вид:

$$s_l = -\Pi_l \Delta p_l + \Pi_g \Delta p_g, \quad (9)$$

$$\text{где } \Pi_l = [\mathbf{n}_{gd}, \mathbf{c}_*] / \Delta, \quad \Pi_g = [\mathbf{n}_{ld}, \mathbf{c}_*] / \Delta,$$

$\Delta = n_d ([\mathbf{c}, \mathbf{c}] [\mathbf{n}_{ld}, \mathbf{n}_{ld}] - [\mathbf{n}_{ld}, \mathbf{c}]^2)$. В силу известного в линейной алгебре неравенства Коши — Шварца величина Δ положительна, и потому положительны величины Π_l, Π_g . Таким образом, насыщенность жидкой фазы s_l положительна в области давлений

$$\Delta p_l < \alpha \Delta p_g, \quad (10)$$

где безразмерный коэффициент $\alpha = \frac{\Pi_g}{\Pi_l} = \frac{[\mathbf{n}_{ld}, \mathbf{c}_*]}{[\mathbf{n}_{gd}, \mathbf{c}_*]}$ принимает значения

в диапазоне $0 < \alpha < 1$. Согласно неравенству (10), наличие конденсата возможно как при давлении в газе ниже точки росы, так и при давлении в газе выше точки росы. Качественный вид ФД в окрестности точки росы представлен на рисунке 1.

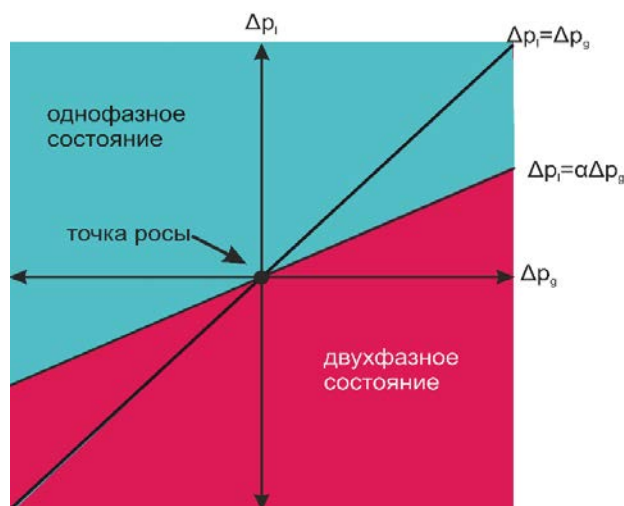


Рис. 1. ФД в окрестности точки росы

Проведенный анализ ограничен линейным приближением при малых значениях величин (8). Для определения области двухфазных состояний вдали от точки росы и для непосредственного расчета коэффициента α был осуществлен численный анализ двухфазных состояний с разными давлениями в фазах на основе УС Пенга — Робинсона.

Напомним, что УС Пенга — Робинсона имеет вид следующий вид [9, 10]:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2 + 2bV - b^2}, \quad (11)$$

где R — газовая постоянная, $V = n^{-1}$ — мольный объем смеси, и коэффициенты a, b зависят от состава смеси следующим образом:

$$a = \sum_{i,j=1}^N a_{ij} c_i c_j, \quad b = \sum_{i=1}^N b_i c_i \quad (12)$$

$$a_{ij} = (1 - k_{ij})(a_i a_j)^{1/2}$$

$$a_i = \Omega_{Ai} R^2 T_{ci}^2 p_{ci}^{-1} (1 + m_i (1 - (T/T_{ci})^{1/2}))^2$$

$$m_i = 0.37964 + 1.408503 \omega_i - 0.16442 \omega_i^2 + 0.016666 \omega_i^3$$

$$b_i = \Omega_{Bi} R T_{ci} p_{ci}^{-1},$$

где T_{ci}, p_{ci} — критические температура и давление компонента смеси; ω_{ci} — ацентрический фактор; Ω_{Ai}, Ω_{Bi} — безразмерные параметры, определяющие соответствие расчетной по УС критической точки компонента заданным значениям; T_{ci}, p_{ci}, k_{ij} — безразмерные параметры, обеспечивающие настройку УС на экспериментальные данные в случае использования при описании смеси объединения ряда чистых компонентов в обобщенные псевдокомпоненты. УС (11) может быть переписано в форме кубического уравнения относительно коэффициента сжимаемости $Z = \frac{pV}{RT}$:

$$Z^3 - (1 - B) Z^2 + (A - 2B - 3B^2) Z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \quad (13)$$

$$\text{где } A = \frac{ap}{R^2 T^2} = \sum_{i,j=1}^N A_{ij} c_i c_j, \quad B = \frac{bp}{RT} = \sum_{i=1}^N B_i c_i, \quad A_{ij} = \frac{p a_{ij}}{R^2 T^2}, \quad B_i = \frac{p b_i}{RT}.$$

Отметим, что химический потенциал компонента смеси может быть представлен через параметр летучести f_i

$$\kappa_i = RT \ln f_i + \kappa_{i0}(T), \quad (14)$$

причем для УС Пенга — Робинсона параметр летучести может быть представлен следующим выражением, где $S_i = \sum_{j=1}^N A_{ij} c_j$:

$$\ln f_i = \ln(p c_i) - \ln(Z - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2S_i}{A} - \frac{B_i}{B} \right] \ln \left[\frac{(Z + (1 - \sqrt{2})B)}{(Z + (1 - \sqrt{2})B)} \right] + \frac{B_i}{B} (Z - 1). \quad (15)$$

Уравнения (13) и (15) задают неявным образом летучесть, как функцию давления и состава смеси $f_i = f_i(p, c)$. В соответствии с выражением (14) система уравнений термодинамического уравнения фаз с заданными давлениями в фазах может быть представлена в виде $\ln f$

$$f_i(p_g, c_g) = f_i(p_l, c_l) \quad (16)$$

Эти уравнения должны быть дополнены уравнениями баланса при заданном общем составе смеси c_*

$$c_* = \lambda_g c_g + \lambda_l c_l, \quad (17)$$

где λ_g, λ_l — мольные доли газовой и жидкой фазы в смеси, однозначно связанные с коэффициентами насыщенности этих фаз

$$s_g = \lambda_g n_g^{-1} (\lambda_g n_g^{-1} + \lambda_l n_l^{-1})^{-1}, \quad s_l = \lambda_l n_l^{-1} (\lambda_g n_g^{-1} + \lambda_l n_l^{-1})^{-1}.$$

Параметры λ_g, λ_l и составы фаз c_{ig}, c_{il} удовлетворяют уравнениям

$$\lambda_g + \lambda_l = 1, \quad \sum_{i=1}^N c_{ig} = 1, \quad \sum_{i=1}^N c_{il} = 1. \quad (18)$$

При численном решении задачи фазового равновесия используются $(2N + 2)$ уравнений (16)–(18) для определения $(2N + 2)$ неизвестных концентраций и мольных долей фаз. В данной работе исследовалась смесь из 10 компонент. Из них к неуглеводородным компонентам относятся N_2 и CO_2 , а углеводородами являются $C1$ – $C5$, $C6+$, $C11+$, $C27+$. Характеристики и константы компонент смеси, необходимых для УС (11), приведены в таблице 1.

Для численного решения системы уравнений (13), (15), (16)–(18) использовались два метода: квазиньютоновская последовательная замена (QNSS) [10] и метод последовательных приближений (МПП) [10]. В данной работе метод QNSS применялся для проверки стабильности фазового состояния и расчетов фазового равновесия без капиллярного скачка, МПП использовался для расчетов фазового равновесия, как с капиллярным скачком, так и без него.

Все описанные ранее модели были запрограммированы на Python. Была использована версия 3.6 данного языка программирования. Работа проводилась в IDE PyCharm Community Edition и в интерактивной оболочке для языка Python, Jupyter Notebook.

Таблица 1

Параметры компонент исследуемой смеси

	$z(\%)$	$M(\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}})$	$P_{cr} \times 10^{-5} (\text{Па})$	$T_{cr} (K)$	Ω_A	Ω_B	ω
N_2	0,68999	28,013	33,944	126,2	0,45724	0,077796	0,04
CO_2	1,089	44,01	73,866	304,7	0,45724	0,077796	0,225
$C1$	78,64	16,043	46,042	190,6	0,45724	0,077796	0,013
$C2$	8,0958	30,07	48,839	305,43	0,45724	0,077796	0,0986
$C3$	3,8572	44,097	42,455	369,8	0,45724	0,077796	0,1524
$C4$	2,195	58,124	37,47	419,5	0,45724	0,077796	0,1956
$C5$	0,87999	72,151	33,589	465,9	0,45724	0,077796	0,2413
$C6+$	2,854	106,04	23,999	550,78	0,37058	0,061461	0,25344
$C11+$	1,564	212,27	17,637	829,01	0,33425	0,063713	0,43207
$C27+$	0,13522	403,47	10,039	829,73	0,51705	0,075328	0,93158

Результаты

Сравним работу описанных ранее двух моделей алгоритмов вычисления между собой и с расчетами, полученными с помощью коммерческой программы PVTi (компания Schlumberger), которая популярна при расчетах фазового равновесия углеводородных смесей. Работа моделей сверялась по четырем параметрам: мольная масса M , коэффициент сжимаемости Z , плотность $\rho = M / V$, мольный объем V .

Таблица 2

Сравнение расчетных данных для заданных значений давления и температуры

$(p, T) = (300 \cdot 10^5 \text{ Па}, 331 \text{ К})$

	Жидкость (P, T)			Газ (P, T)		
	PVTi	ПП	QNSS	PVTi	ПП	QNSS
$M(\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}})$	57,147	57,833	56,855	23,936	23,954	23,976
Z – фактор	1,065	1,073	1,063	0,855	0,855	0,855
$\rho(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3})$	585,244	587,354	582,629	305,529	305,409	305,686
$V_m(\frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}})$	0,098	0,098	0,098	0,077	0,077	0,078

Сначала сравнение расчетов было проведено при равных давлениях в фазах для двух пар давлений и температур (p, T) . Для одной пары давления и температуры $(p, T) = (300 \cdot 10^5 \text{ Па}, 331 \text{ К})$ (табл. 2) относительная ошибка составила 1,21 %, для другой пары $(p, T) = (250 \cdot 10^5 \text{ Па}, 381 \text{ К})$ (табл. 3) относительная ошибка — 0,72 %.

Сравнение расчетных данных для заданных значений давления и температуры
 $(p, T) = (250 \cdot 10^5 \text{ Па}, 381 \text{ К})$

	Жидкость (P, T)			Газ (P, T)		
	PVTi	ПП	QNSS	PVTi	ПП	QNSS
$M \left(\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}} \right)$	76,206	76,476	75,926	23,212	23,217	23,219
Z – фактор	0,996	0,998	0,995	0,876	0,876	0,876
$\rho \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right)$	605,153	604,415	602,148	208,954	208,929	208,945
$V_m \left(\frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} \right)$	0,126	0,126	0,126	0,111	0,111	0,111

Важным этапом было убедиться, что для МПП, используемого для расчетов с капиллярным скачком, расчет давления точки росы при заданной температуре T происходит корректно.

Для этого проводилось сравнение линии росы, полученной с помощью МПП и коммерческой программы PVTi (компания Schlumberger) в диапазоне температур 216–550 К. На рисунке 2 продемонстрированы две линии росы. Синим цветом обозначена та линия росы, что получена МПП, красным цветом — линия росы, рассчитанная с помощью модуля PVTi. Как видно, ошибка расчетов МПП в сравнении с модулем PVTi не превышает 0,725 %. Также замечен резкий рост ошибки в области температур выше 450 К.

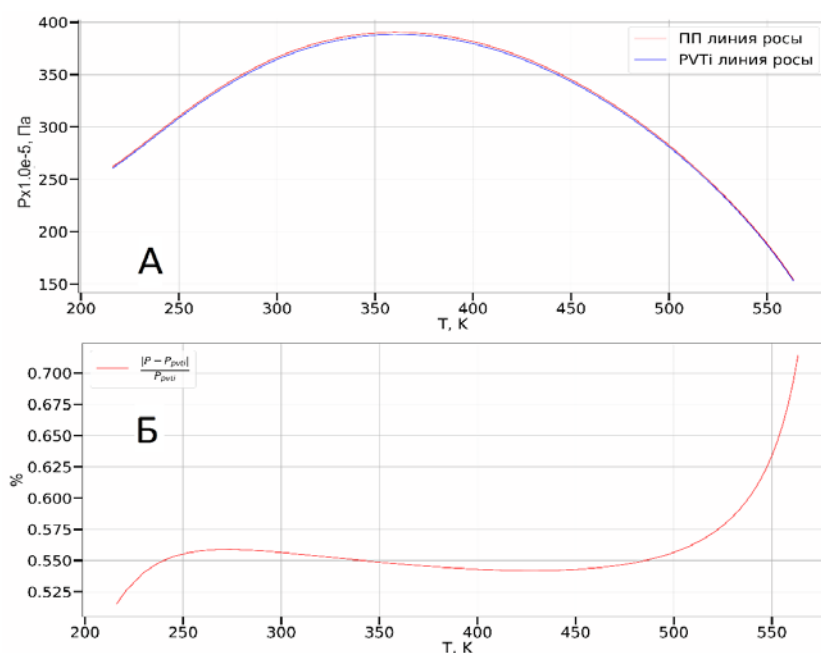


Рис. 2. Линии росы для МПП и PVTi :

А) сравнение линии росы построенной с помощью МПП и PVTi;
 Б) зависимость относительной ошибки расчетов линии росы от температуры

Первым шагом в расчете фазового равновесия с капиллярным скачком было рассмотрение равновесия системы с введенным небольшим скачком давления ($2 \cdot 10^5$ Па) между фазами. Было сделано несколько серий расчетов. Различия в ключевых значениях (молярная масса M , коэффициент сжимаемости Z , плотность ρ , молярный объем V) можно увидеть в таблице 4 на примере пар давлений и температур, рассматриваемых ранее.

Таблица 4

Сравнение данных, рассчитанных без капиллярного скачка ($\Delta p_1 = 0$ Па) и с капиллярным скачком ($\Delta p_2 = 2 \cdot 10^5$ Па) для двух пар (p_1, T_1) = ($300 \cdot 10^5$ Па, 331 К) и (p_2, T_2) = ($250 \cdot 10^5$ Па, 381 К)

	Жидкость (P_1, T_1)		Газ (P_1, T_1)		Жидкость (P_2, T_2)		Газ (P_2, T_2)	
	Δp_1	Δp_2	Δp_1	Δp_2	Δp_1	Δp_2	Δp_1	Δp_2
$M \left(\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}} \right)$	57,833	62,486	23,954	24,244	76,476	76,142	23,217	23,324
Z – фактор	1,073	1,125	0,855	0,854	0,998	1,019	0,876	0,876
$\rho \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right)$	587,354	609,275	305,529	309,393	604,415	617,47	208,95	210,127
$V_m \left(\frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} \right)$	0,098	0,103	0,077	0,078	0,126	0,128	0,111	0,111

Расчеты показывают, что при $\Delta p_1 = 0$ Па и $\Delta p_2 = 2 \cdot 10^5$ Па ключевые значения газовой фазы имеют незначительную разницу, относительное значение которой не превосходит 1,265 % для (p_1, T_1) и 0,563 % для (p_2, T_2).

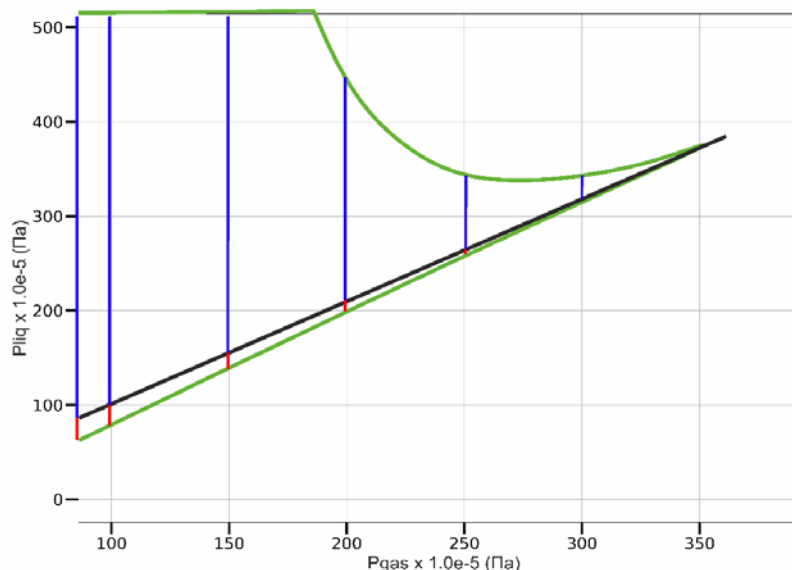


Рис. 3. Граница стабильной двухфазной зоны для температуры $T = 331$ К (синие линии — расчеты над биссектрисой; красные линии — расчеты под биссектрисой; черная линия — биссектриса)

Ожидается, что при наличии капиллярного давления между газовой и жидкой фазами двухфазное равновесие возможно только для ограниченного диапазона капиллярных давлений. Поэтому следующим шагом была оценка двухфазной зоны на плоскости (p_g, p_l) для фиксированного значения температуры. Исследуемый диапазон капиллярных давлений был увеличен, охватывая величины давлений из диапазона $(0-550 \cdot 10^5 \text{ Па}, 100-400 \cdot 10^5 \text{ Па})$. Двухфазная зона для таких давлений описывается как расчетная область в плоскости (p_g, p_l) .

На рисунке 3 представлены найденные границы для стабильной двухфазной области в плоскости (p_g, p_l) . Синими линиями обозначена область над биссектрисой (p_g, p_l) , заканчивающейся в однофазной зоне, красными линиями — область под биссектрисой (p_g, p_l) , черной линией показана биссектриса (p_g, p_l) , зеленая линия — граница двухфазной области. Расчеты проводились при температуре $T = 381 \text{ К}$.

После определения основных границ двухфазной зоны были выполнены более подробные расчеты равновесия во всей области $(0-550 \cdot 10^5 \text{ Па}, 100-400 \cdot 10^5 \text{ Па})$.

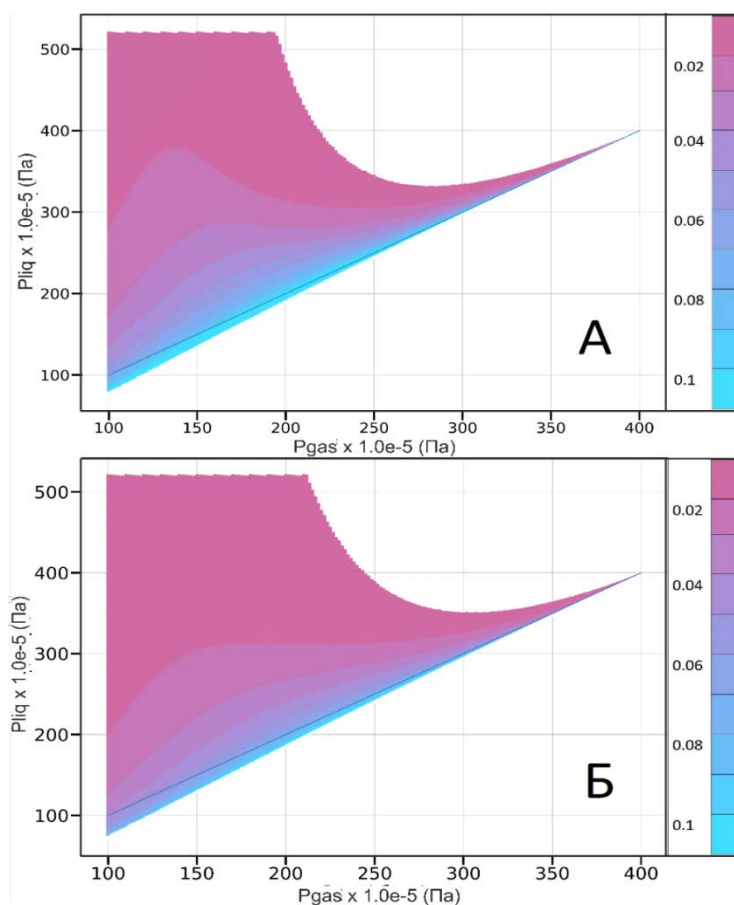


Рис. 4. ФД в диапазоне давлений $(0-550 \cdot 10^5 \text{ Па}, 100-400 \cdot 10^5 \text{ Па})$:

А) ФД соответствует температуре $T = 331 \text{ К}$;

Б) ФД соответствует температуре $T = 381 \text{ К}$

На рисунке 4 представлены ФД для двух температур ($T = 331$ К и $T = 381$ К). На градиентной шкале отложены значения насыщенности жидкой фазы. В стабильной двухфазной области значения насыщенности жидкой фазы лежат в диапазоне чисел $s_l \in [0, 0.1]$.

На представленных рисунках хорошо видна граница с однофазной областью, на которой насыщенность газовой фазы достигает значения, равного единице.

Как говорилось ранее, особый практический интерес представляет область вблизи точки росы. В результате аналитического решения в линейном приближении было показано, что в окрестности точки росы однофазную и двухфазную область разделяет прямая (см. (10)) с характерным коэффициентом наклона α .

Одним из результатов численного решения является проверки ряда выводов, полученных в результате аналитического решения задачи в окрестности точки росы, а точнее:

- 1) подтверждение результатов аналитического решения (прямая (10) разделяет однофазную и двухфазную области);
- 2) определение области линейного приближения для границы двухфазной области в окрестности точки росы.

В результате численных расчетов вблизи точки росы были получены фазовые диаграммы (рис. 5) для двух температур ($T = 331$ К и $T = 381$ К).

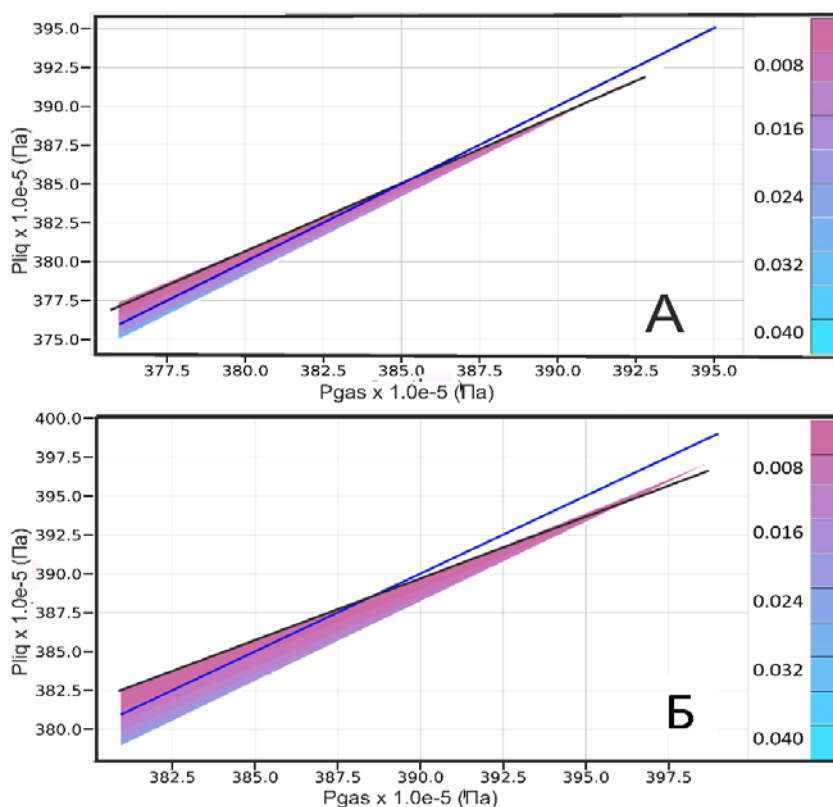


Рис. 5. ФД в окрестности точки росы: А) $T = 331$ К; Б) $T = 381$ К

Обсуждение

Как и на ФД (см. рис. 5), на градиентной шкале отложены значения насыщенности жидкой фазы. В найденной в окрестности точки росы стабильной двухфазной области значения насыщенности жидкой фазы лежат в диапазоне чисел $s_l \in [0, 0.04]$. Черной линией на ФД отмечена прямая (10), синяя линия обозначает биссектрису ($\rho_g = \rho_l$).

Расчет коэффициента α показал, что для температуры $T = 331$ К $\alpha = 0,905$, а для температуры $T = 381$ К этот коэффициент принимает значение $\alpha = 0,8704$. Можно отметить, что область справедливости линейного приближения при $T = 331$ К составила $\Delta p_g \approx \pm 10^6$ Па, а при $T = 381$ К эта область составила $\Delta p_g \approx \pm 9,5 \cdot 10^5$ Па. В итоге можно считать, что результаты численных расчетов двухфазного равновесия с учетом капиллярного скачка в окрестности точки росы согласуются с аналитическим решением.

Анализируя границу раздела однофазной и двухфазной области, продемонстрированную на диаграммах (см. рис. 5) для двух случаев различных температур, можно заметить наличие температурной зависимости коэффициента α . В результате расчетов коэффициента α для различных температур из диапазона 220–500 К была получена зависимость $\alpha(T)$, приведенная на рисунке 6. На графике температурной зависимости отмечены точки, которые соответствуют найденным значениям коэффициентов α при анализе ФД, полученных в окрестности точки росы.

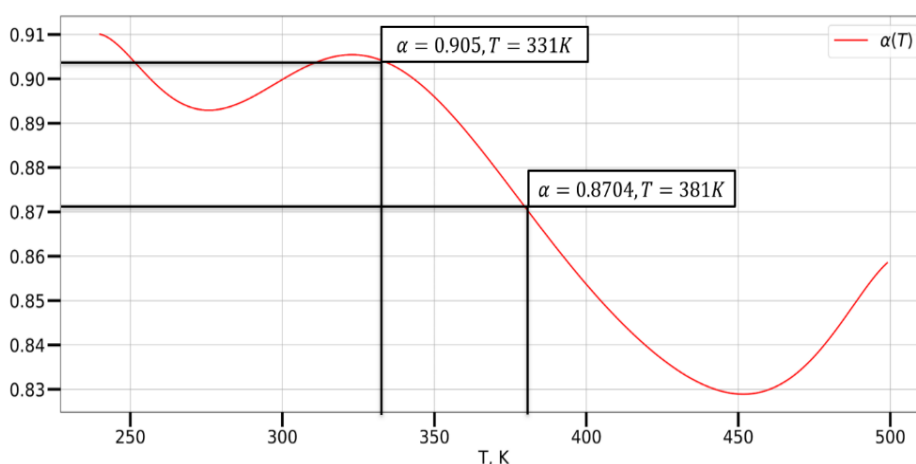


Рис. 6. Зависимость коэффициента α от температуры

Выводы

Представленные результаты демонстрируют возможности разработанной методики для учета капиллярных сил при фазовых переходах типа газ — жидкость, которые имеют место при разработке газоконденсатных и газонефтяных залежей. Нужно подчеркнуть, что проведенный анализ фазового равновесия при заданных давлениях в фазах был выполнен на основе термодинамических уравнений без учета экспериментальных кривых капиллярного давления, получаемых на образцах керна

$$\rho_{cap}(s_l) = (\rho_g - \rho_l). \quad (19)$$

Такие кривые могут сильно варьироваться по залежи, в то время как термодинамическая зависимость насыщенности конденсата от давлений в фазах

$$s_l = s_l(\rho_g, \rho_l) \quad (20)$$

определяется составом смеси и является универсальной для залежей с единым начальным составом газа. Совместный численный анализ уравнений (19), (20) может позволить получить функцию $s_l = s_l(\rho_g)$ для определенного частного типа пород с фиксированной зависимостью (19). Однако в данной работе такой анализ не проводился, поскольку мы сосредоточились на более общей термодинамической зависимости (20).

Рассмотренные эффекты капиллярной конденсации могут иметь значимость для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, когда существенную часть порового пространства составляют субмикронные поры. Показано, что в практически важной области давлений вблизи точки росы можно использовать сравнительно несложное линейное приближение (9), (10). Количественные параметры капиллярной конденсации, безусловно, зависят от конкретной газоконденсатной смеси и пластовых термобарических условий, причем наибольший эффект следует ожидать для случаев, когда коэффициент α близок к единице.

Список источников

1. Дурмишьян, А. Г. Газоконденсатные месторождения / А. Г. Дурмишьян. – Москва : Недра, 1979. – 335 с. – Текст : непосредственный.
2. Ширковский, А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : учебное пособие / А. И. Ширковский. – Москва : Недра, 1987. – 309 с. – Текст : непосредственный.
3. Гвоздев, Б. П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : справочное пособие / Б. П. Гвоздев, А. И. Гриценко, А. Е. Корнилов. – Москва : Недра, 1988. – 575 с. – Текст : непосредственный.
4. Тер-Саркисов, Р. М. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт / Р. М. Тер-Саркисов, А. И. Гриценко, А. Н. Шандрыгин. – Москва : Недра, 1996. – 239 с. – Текст : непосредственный.
5. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, А. Н. Шандрыгин, В. Г. Подюк. – Москва : Недра, 1997. – 364 с. – Текст : непосредственный.
6. Enhanced Oil Recovery / M. Latil, C. Bardon, J. Burger, P. Sourieau ; translation from the French by P. Ellis. – 1st edition. – Paris : Editions Technip, 1980. – 236 p. – Direct text.
7. Craft, B.C. Applied Petroleum Reservoir Engineering / B. C. Craft, M. F. Hawkins. – 2nd edition. – New Jersey : Prentice Hall, 1991. – 431 p. – Direct text.
8. Dake, L. P. The Practice of Reservoir Engineering. – Revised edition. – Amsterdam : Elsevier, 2004. – 546 p. – Direct text.
9. Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook. – 3rd edition. – Burlington : Elsevier, 2006. – 1360 p. – Direct text.
10. Donnes, P. Essentials of Reservoir Engineering. – 1st edition. – Paris : Editions Technip, 2007. – 387 p. – Direct text.

11. Peng, D. A New Two-Constant Equation of State / D. Peng, D. Robinson. – DOI 10.1021/i160057a011. – Direct text // *Industrial Engineering and Chemistry Fundamentals*. – 1976. – Vol.15, Issue 1. – P. 59–64.
12. Гуревич, Г. Р. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г. Р. Гуревич, А. И. Брусиловский. – Москва : Недра, 1984. – 264 с. – Текст : непосредственный.
13. Walas, S. M. *Phase Equilibria in Chemical Engineering* / S. M. Walas. – New York : Butterworth–Heinemann, 1985. – 671 p. – Direct text.
14. Reid, R. C. *The Properties of Gases and Liquids* / R. C. Reid, J. M. Prausnitz, B. E. Poling. – 4th edition. – New York : Mc-Graw Hill, 1987. – 741 p. – Direct text.
15. Баталин, О. Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О. Ю. Баталин, А. И. Брусиловский, М. Ю. Захаров. – Москва : Недра, 1992. – 272 с. – Текст : непосредственный.
16. Firoozabadi, A. *Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs* / A. Firoozabadi. – New York : McGraw-Hill, 1998. – 353 p.
17. Брусиловский, А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа : монография / А. И. Брусиловский. – Москва : Грааль, 2002. – 575 с. – Текст : непосредственный.
18. Bedrikovetsky, P. *Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery* / P. Bedrikovetsky. – New York : Springer Science & Business Media, 1993. – 535 p. – Direct text.
19. Динариев, О. Ю. О роли капиллярных сил при фильтрации газоконденсатной смеси вблизи скважины / О. Ю. Динариев, Н. В. Евсеев // *Инженерно-физический журнал*. – 2004. – Т. 77, № 11. – С. 17–23. – Текст : непосредственный.

References

1. Durmish'yan, A. G. (1979). *Gazokondensatnye mestorozhdeniya*. Moscow, Nedra Publ., 335 p. (In Russian).
2. Shirkovskiy, A. I. (1987). *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow, Nedra Publ., 309 p. (In Russian).
3. Gvozdev, B. P., Gricenko, A. I., & Kornilov, A. E. (1988). *Ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow, Nedra Publ., 575 p. (In Russian).
4. Ter-Sarkisov, R. M., Gritsenko, A. I., & Shandrygin, A. N. (1996). *Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s vozdeystviem na plast*. Moscow, Nedra Publ., 239 p. (In Russian).
5. Gritsenko, A. I., Ter-Sarkisov, R. M., Shandrygin, A. N., & Podyuk, V. G. (1997). *Metody povysheniya produktivnosti gazokondensatnykh skvazhin*. Moscow, Nedra Publ., 364 p. (In Russian).
6. Latil, M., Bardon, C., Burger, J., & Sourieau, P. (1980). *Enhanced Oil Recovery*. 1st edition. Paris, Editions Technip, 236 p. (In English).
7. Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. 2nd edition. New Jersey, Prentice Hall, 431 p. (In English).
8. Dake, L. P. (2004). *The Practice of Reservoir Engineering*. Revised edition. Amsterdam, Elsevier, 546 p. (In English).
9. Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. 3rd edition. Burlington, Elsevier, 1360 p. (In English).
10. Donnes, P. (2007). *Essentials of Reservoir Engineering*. 1st edition. Paris, Editions Technip, 387 p. (In English).
11. Peng, D., & Robinson, D. (1976). A New Two-Constant Equation of State. *Industrial Engineering and Chemistry Fundamentals*, 15(1), pp. 59–64. (In English). DOI: 10.1021/i160057a011
12. Gurevich, G. R., & Brusilovskiy, A. I. (1984). *Spravochnoe posobie po raschetu fazovogo sostoyaniya i svoystv gazokondensatnykh smesey*. Moscow, Nedra Publ., 264 p. (In Russian).
13. Walas, S. M. (1985). *Phase Equilibria in Chemical Engineering*. New York, Butterworth-Heinemann, 671 p. (In English).

14. Reid, R. C., Prausnitz, J. M., & Poling, B. E. (1987). The Properties of Gases and Liquids. 4th edition. New York, Mc-Graw Hill, 741 p. (In English).
15. Batalin, O. Yu., Brusilovskiy, A. I., & Zakharov, A. I. (1992). Fazovye равновесiya v sistemakh prirodnkh uglevodorodov. Moscow, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).
16. Firoozabadi, A. (1998). Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. New York, McGraw-Hill, 353 p. (In English).
17. Brusilovskiy, A. I. (2002). Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza. Moscow, Graal' Publ., 575 p. (In Russian).
18. Bedrikovetsky, P. (1993). Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery. New York, Springer Science & Business Media, 535 p. (In English).
19. Dinariev, O. Yu., & Evseev, N. V. (2004). Role of capillary forces in filtration of a gas-condensate mixture near a well. Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 77(11), pp. 266-274. (In Russian).

Информация об авторах

Райковский Максим Игоревич, аспирант кафедры вычислительной физики, Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), г. Москва, Maksim.raykovskiy@phystech.edu

Демьянов Александр Юрьевич, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры прикладной физики, Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), старший научный сотрудник, Московский научно-исследовательский центр «Шлюмберже», г. Москва

Динариев Олег Юрьевич, кандидат физико-математических наук, главный научный сотрудник, Московский научно-исследовательский центр «Шлюмберже», г. Москва

Information about the authors

Maksim I. Raikovskiy, Postgraduate at the Computational Physics Department, Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University), Moscow, Maksim.raykovskiy@phystech.edu

Alexander Yu. Demianov, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Applied Physics, Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University), Senior Researcher, Schlumberger Moscow Research, Moscow

Oleg Yu. Dinariev, Candidate of Physics and Mathematics, Chief Researcher, Schlumberger Moscow Research, Moscow

Статья поступила в редакцию 18.11.2021; одобрена после рецензирования 27.12.2021; принята к публикации 31.01.2022.

The article was submitted 18.11.2021; approved after reviewing 27.12.2021; accepted for publication 31.01.2022.

УДК 622.243(571.12)=111

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-53-60

Comprehensive justification of the Tyumen suite development system

Dmitrii S. Berdnikov*, Anastasiia S. Zakharova, Anastasiia E. Sorokina

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

**dsberdnikov@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. The article objectives are developing hard-to-recover reservoirs and how to maximize oil production by formulating effective solutions for putting hard-to-recover reserves.

US₂ is planned to be put into development in 2022 and contains 52% of the initial reserves of the entire field. US₂ reservoir complicated by low permeability 0.6 mD, saturated intervals are 9.8 m.

The main method of developing hard-to-recover reserves in Western Siberia fields is horizontal drilling with multi-stage hydraulic fracturing. As a matter of course, well designs were analyzed with different lengths of horizontal shaft and with a different number of hydraulic fracturing ports. Calculations of starting flow rates and production profiles for various well options for a typical well have been performed. The optimal solution was evaluated using the complex parameter NPV and cumulative production.

Keywords: hard-to-recover reservoirs, efficient development, drilling, methodology, low-permeability reservoirs

For citation: Berdnikov, D. S., Zakharova, A. S., & Sorokina, A. E. (2022). Comprehensive justification of the tyumen suite development system. Oil and Gas Studies, (2), pp. 53-60. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-53-60

Комплексное обоснование системы разработки тюменской свиты

Д. С. Бердников*, А. С. Захарова, А. Е. Сорокина

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**dsberdnikov@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. Целью статьи является максимизация добычи нефти путем формирования эффективных решений по вводу в разработку трудноизвлекаемых запасов месторождения Т.

Основную часть трудноизвлекаемых запасов (52 %) занимает пласт ЮС₂, ввод которого в разработку запланирован на 2022 год. ЮС₂ характеризуется низкой проницаемостью 0,6 мД, нефтенасыщенная толщина составляет 9,8 м.

Основным методом разработки трудноизвлекаемых запасов месторождений Западной Сибири является горизонтальное бурение с многостадийным гидроразрывом пласта. В статье проводится анализ конструкций скважин с разной длиной горизонтального ствола и с разным количеством портов ГРП. Выполнены расчеты стартовых дебитов и профилей добычи для различных вариантов скважин для типовой скважины. Оценка оптимального решения проводилась с использованием комплексного критерия NPV и накопленной добычи.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, эффективная разработка, бурение, методика, низкопроницаемый коллектор

Для цитирования: Бердников, Д. С. Комплексное обоснование системы разработки тюменской свиты / Д. С. Бердников, А. С. Захарова, А. Е. Сорокина. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-53-60 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 2. – С. 53–60.

Introduction

Currently, the issue of developing hard-to-recover reservoirs is becoming more and more topical. A few of recoverable oil reservoirs in Russia (over 65%) are relating to low-permeability reservoirs. Therefore, the efficient development of hard-to-recover reserves is one of the most important objects of oil and gas companies. The Tyumen suite has great potential, but traditional methods are ineffective for the development of such complicated reservoirs [1, 2].

The article objective is to maximize oil production by formulating effective solutions for putting hard-to-recover reservoirs into development using the example of the US₂ reservoir of the T. field.

Object and research methods

The T. field is located in the Tyumen region, on the border of the Khanty-Mansiysk and Surgut regions. The commercial oil and gas content of the field is confined to oil reservoirs: AS₁, AS₄, AS₆₋₂, US₀, US₂, US₄ and US₁₀. The layers of the Tyumen suite (US₂, US₄ and US₁₀) are characterized by low permeability values and classified as hard-to-recover reservoirs [3]. These formations contain over 60% of the initial reserves of the entire field. The main part of hard-to-recover reservoirs (52%) is occupied by the US₂ layer of the T. field, which is planned to be put into development in 2022 (Tab. 1).

Table 1

Hard-to-recover reservoirs properties

	Hard-to-recover reserves (Kd = 0.2)	US ₂	US ₄	US ₁₀
Permeability, mD	≤ 2	✓ 0.6	✓ 0.2	✓ 1.7
Saturated intervals, m	≤ 10	✓ 9.8	✓ 5.9	✓ 9.8

The current design solution is an in-line system with a well spacing 800 m. All wells are horizontal with multistage hydraulic fracturing, horizontal wells with a length of 800 m, at each 4th stage of hydraulic fracturing.

Effectiveness of the existing design solutions of the reservoir US₂ was assessed. During the pilot period, 3 wells were drilled (including 2 horizontal wells with a length of 500 m, 5 hydraulic fracturing stages). According at a rough guess of decline rates in oil flowrate, there is a significant excess relative to the design ones (plan -22 %, actual -70 %) (Fig.1). The sharp deviation of the predicted rates from the actual ones is due to the lack of response to injection at the current well spacing.

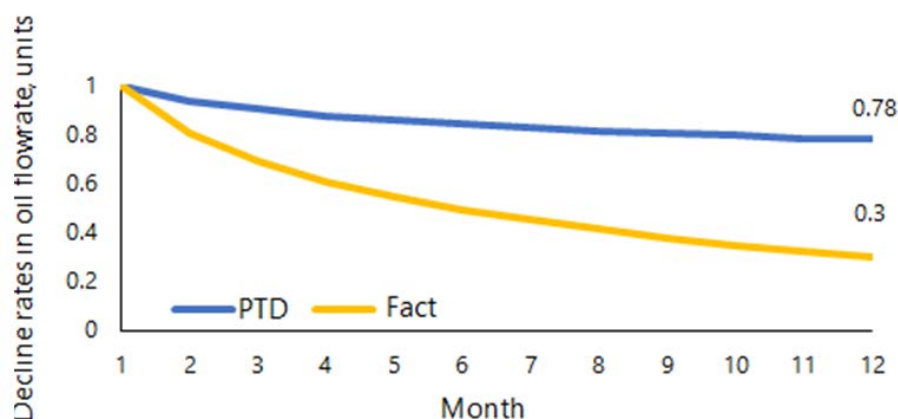


Fig. 1. Decline rates in oil flowrates

In addition, based on the results of drilling and pilot testing, the geological concept was refined - the permeability increased by 15% and became 0.6 mD.

Taking into account the high rates of decline, a methodology has been prepared to substantiate the optimal system for the development of objects complicated by low permeability (Fig. 2). The main method of developing hard-to-recover reservoirs in Western Siberia fields is horizontal drilling with multi-stage hydraulic fracturing [2, 4-6].

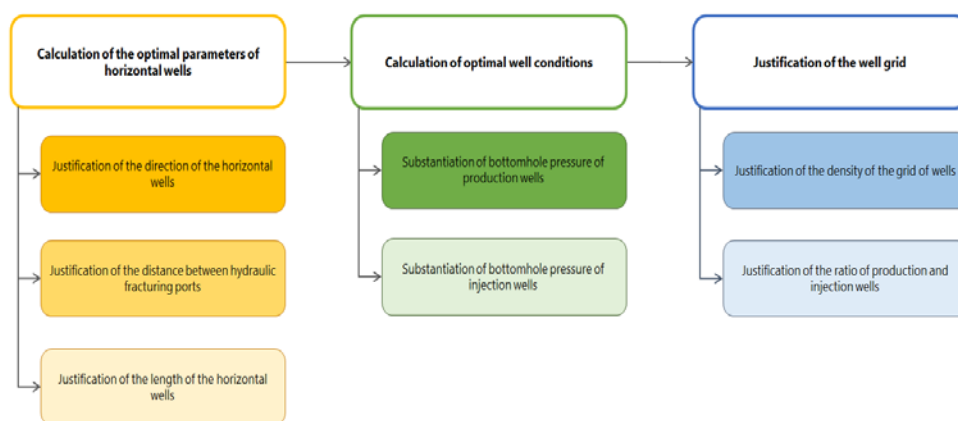


Fig. 2. Methodology for substantiating the development system

As a matter of course, well designs were analyzed with different lengths of horizontal shaft and with a different number of hydraulic fracturing

ports [7-9]. Calculations of starting flow rates and production profiles for various well options for a typical well have been performed. The optimal solution was evaluated using the complex parameter NPV and cumulative production.

Results and discussion

Based on the results of the analysis of well indicators for similar fields, it is recommended to take the direction of the designed horizontal wells in the azimuth of 165°-345° (along the stress) [10-13]. Based on the results of calculations, for Lgs 800-1300 m, the optimal distance between hydraulic fracturing ports is 90-120 m, and for Lgs 1300-1700 m, the optimal distance between hydraulic fracturing ports is 130-160 m (Fig. 3).

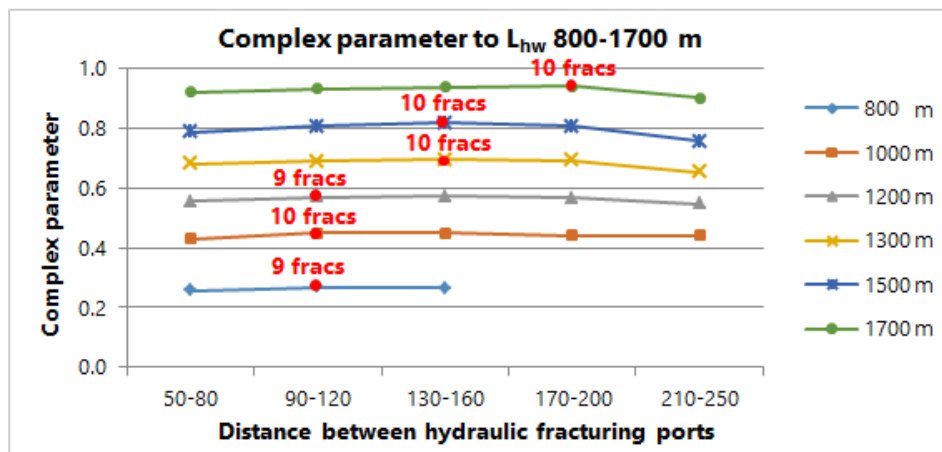


Fig. 3. Determination of the optimal number of hydraulic fracturing ports

Using the complex parameter (1), which takes into account NPV and cumulative production for options with different number of hydraulic fractures and length of horizontal wells, the optimal length of horizontal wells for the US₂ formation was determined as 1500 m [14-15].

$$K = \sqrt{K_{NPV} * K_Q}, \quad (1)$$

$$\text{where } K_{NPV} = \frac{NPV - NPV^*}{NPV^*}, K_Q = \frac{Q - Q^*}{Q^*}.$$

To determine the ratio of production and injection wells in the US₂ formation the following equation was used (2):

$$(P_{res} - P_{bh}^{prod}) N^{prod} \lambda_{oil} K_{prod}^{GW} = (P_{auto frac}^{inj} - P_{res}) N^{inj} \lambda_{wat} \left\{ \frac{K_{prod}^{GW} \text{ if } GW}{K_{prod}^{DW} \text{ if } DW} \right\}. \quad (2)$$

For the directional well maintain reservoir pressure system, the ratio of production to injection pressure is 1 : 3, for horizontal wells maintain reservoir pressure system, the ratio is 1 : 1 [16-18].

Using a complex parameter, the optimal time for the injection wells flow-back was determined (Fig. 4), which is 3 months.

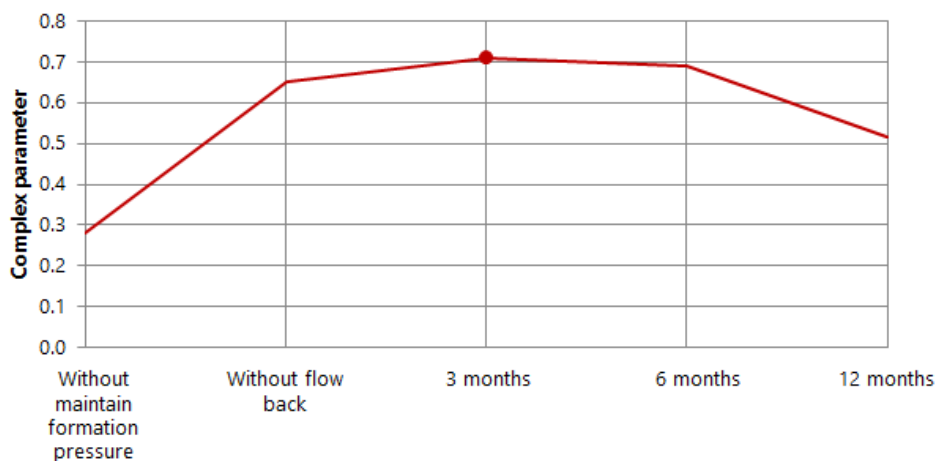


Fig. 4. Determination of the optimal time of injection wells development

To determine the well network, a full-size hydrodynamic model was used, as well as a complex parameter. According to the calculation results, the optimal option is with a grid density of 87 hectares/well and the distance between the rows is 400 m. According to the results of the calculation, the rates of decline are characterized by more optimistic dynamics in comparison with the actual ones (Fig. 5).

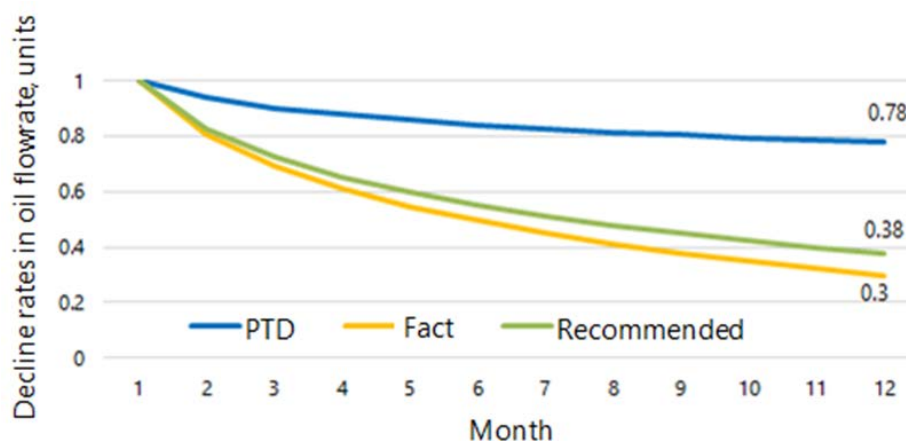


Fig. 5. Decline rates in oil flowrates

Three options were involved in the comparison: "project-technological document" - technological indicators of the current PTD without taking into account the revised geology, "Basic" - solutions of the current project document

applied in an updated geological view, "Recommended" - proposed design solutions based on the results of justification. A detailed description of the options is presented in table 2.

The economic evaluation of the three options showed that the recommended option with a horizontal well length of 1500 m, a distance between hydraulic fracturing ports of 150 m and a grid spacing of 400 m is characterized by the best economic indicators (Fig. 6).

Table 2

Comparison of options

Parameter	PTD	Basic	Recommended
Production well completion type	Horizontal well with multfrac		
Injection well completion type			
Horizontal well length, m	800	800	1500
Distance between hydraulic fracturing ports, m	200	200	150
Distance between the rows, m	800	800	400
Well stock, units	90	103	165
Cumulative oil production (40 years), million tons	11.9	11.2	15.7
NPV, units	-	1	1.7

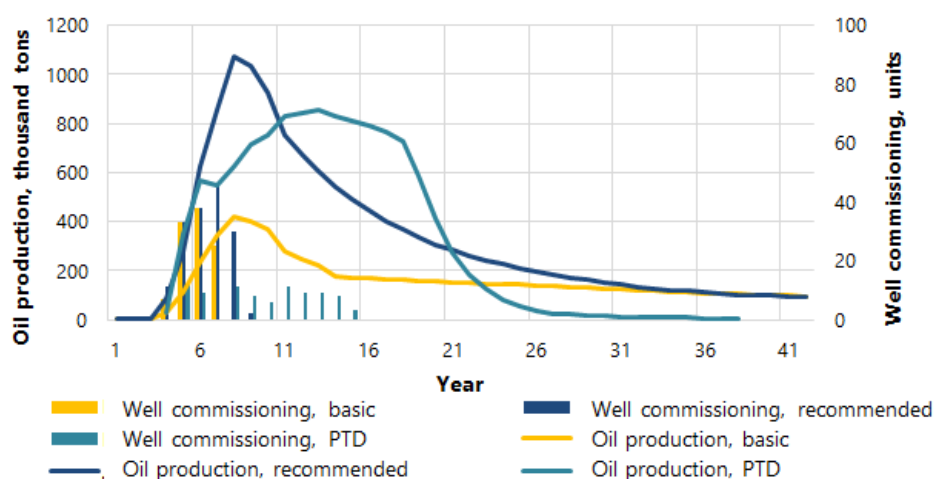


Fig. 6. Comparison of starting metric options

The application of the recommended design solutions will increase the cumulative oil production relative to the base case by 103%, NPV - by 70%.

Conclusion

In reservoirs with low permeability the main method of developing is horizontal drilling with multi-stage hydraulic fracturing [19-20]. In the course of work well designs with different lengths of horizontal shaft and with a different number of hydraulic fracturing ports were determined by complex parameter.

The formulated approaches to substantiating the development system can be replicated in the fields of Western Siberia, the oil-bearing capacity of which is confined to the Tyumen suite.

References

1. Aliev Z. S., Somov B. E., & Chekushin, V. F. (2001). Justification of the design of horizontal and multilateral horizontal wells for the development of oil fields. Moscow, Tekhnika Publishing House, Tuma group LLC, 192 p. (In Russian).
2. Baluev, A. A., Vityaz, A. V., & Semenenko, A. F. (2019). Selection of the optimal design of the production bottomhole of wells in complex fields of Western Siberia with hard-to-recover reserves. Proceedings of the All-Russian Scientific and Technical Conference dedicated to the 45th anniversary of the Tyumen fuel and energy complex and the 80th anniversary of V. I. Greyfer. Tyumen, 143 p. (In Russian).
3. Belonogov, E. V., Pustovskikh, A. A., Samolovov, D. A., Sitnikov, A. N. (2016). Determination of criteria for choosing the optimal development method in low-permeability reservoirs. SPE-180241-RU. (In English).
4. Fokeeva, L. Kh. (2006). Determination of the optimal trajectory and lengths of multilateral horizontal wells taking into account the characteristics of the reservoir. Oil and Gas Business, (2). (In Russian). Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Fokeeva/Fokeeva_1.pdf
5. Mukherjee, H., & Economides, M. J. (1988). A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance. SPE paper 18303. 63rd Annual Technical Conference, Houston, TX, October, 2-5, 1988. (In English).
6. Conlin, J. M., Hale, J. L., Sabathier, J. C., Faure, F. & Mas, D. (1990). Multiple-Fracture Horizontal Wells: Performance and Numerical Simulation. SPE paper 20960. Europec 90, The Hague, Netherlands, October, 22-24, 1990. (In English).
7. Merkulov, V. P. (1958). Le debit des puits devise et horizontaux. Neft. Khoz, 6, pp. 51-56. (In Russian).
8. Giger, F. M., Reiss, L. H., & Jourdan, A. P. (1984). The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling. SPE paper 13024. Annual Technical Conference, Houston, Texas, September, 16-19, 1984. (In English).
9. Giger, F. M. (1985). Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoirs. SPE paper 13710. SPE Middle East Oil Technical Conference, Bahrain, March, 11-14, 1985. (In English).
10. Karcher, B. J., Giger, F. M., & Combe, J. (1986). Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior. SPE paper 15430. 61st Annual Technical Conference, New Orleans, LA, October, 5-8, 1986. (In English).
11. Joshi, S. D. (1986). Augmentation of Well Productivity Using Slant and Horizontal Wells. SPE paper 15375. 61st Annual Technical Conference, New Orleans, LA, October, 5-8, 1986. (In English).
12. Babu, D. K., & Odeh, A. S. (1988). Productivity of a Horizontal Well. SPE paper 18298. 63rd Annual Technical Conference, Houston, Texas, October 2-5, 1988. (In English).
13. Kuchuk, F. J., & Goode, P. A. (1988). Pressure Transient Analysis and Inflow Performance for Horizontal Wells. SPE paper 18300. 63rd Annual Technical Conference, Houston, Texas, October, 2-5, 1988. (In English).

14. Mutalik, S. P., Godbole, S. P., & Joshi, S. D. (1988). Effect of Drainage Area Shapes on the Productivity of Horizontal Wells. SPE paper 18301. 63rd Annual Technical Conference, Houston, Texas, October 2-5. (In English).
15. Goode, P. A., & Wilkinson, D. J. (1991). Inflow Performance of Partially Open Horizontal Wells. JPT. August. (In English).
16. De Montigny, O., & Combe, J. (1989). Hole Benefits, Reservoir Types Key to Profit, OGJ, April, 11. (In English).
17. Giger, F. M. (1987). Low-Permeability Reservoirs Development Using Horizontal Wells. SPE/DOE paper 16406. SPE/DOE Low Permeability Reservoirs Symposium held in Denver, Colorado, May, 18-19, 1987. (In English).
18. Joshi, S. D. (1987). A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology. SPE paper 16868. 62nd Annual Technical Conference held in Dallas, Texas, September, 27-30, 1987. (In English).
19. Guo, G., & Evans, R. D. (1993). Inflow Performance of a Horizontal Well Intersecting Natural Fractures. SPE paper 25501. SPE 1993 Production Operations Symposium, OKC, OK, March, 21-23, 1993. (In English).
20. Dake, L. P. (1978). Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Scientific Publishing Company. (In English).

Information about the authors

Dmitrii S. Berdnikov, Chief Specialist,
Tyumen Petroleum Scientific Center LLC,
Tyumen, dsberdnikov@tnnc.rosneft.ru

Anastasiia S. Zakharova, Specialist,
Tyumen Petroleum Scientific Center LLC,
Tyumen

Anastasiia E. Sorokina, Specialist,
Tyumen Petroleum Scientific Center LLC,
Tyumen

Информация об авторах

Бердников Дмитрий Сергеевич,
главный специалист, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень,
dsberdnikov@tnnc.rosneft.ru

Захарова Анастасия Сергеевна,
специалист, ООО «Тюменский нефтяной
научный центр», г. Тюмень

Сорокина Анастасия Евгеньевна,
специалист, ООО «Тюменский нефтяной
научный центр», г. Тюмень

The article was submitted 02.12.2021; approved after reviewing 14.01.2022; accepted for publication 24.01.2022.

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
(технические науки)

УДК 681.518.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-61-74

Автоматизация мониторинга состояния эксплуатации опасных производственных объектов газотранспортной системы

И. Н. Квасов¹, Н. А. Лучкин¹, М. Ю. Земенкова^{2*}

¹Омский государственный технический университет, Омск, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*zemenkovamj@tyuiu.ru

Аннотация. Выполнена комплексная систематизация особенностей процесса контроля безопасности, потенциальных факторов угроз, автоматизации мониторинга состояния эксплуатации опасных производственных объектов газотранспортной системы в соответствии с основными потенциально опасными техногенными воздействиями на окружающую среду. Разработаны методологическое, алгоритмическое и программное обеспечение по обеспечению организационных и технических мер экологической и промышленной безопасности в соответствии с современными требованиями к мониторингу состояния объектов и идентификации нештатных ситуаций.

Работа посвящена одной из важнейших современных задач обеспечения — созданию системы автоматизированного мониторинга эксплуатации состояния систем ОПО как современного инструмента управления промышленной безопасностью при эксплуатации техногенных объектов предприятий ТЭК. Нами предложены механизмы контроля и снижения рисков возникновения чрезвычайных ситуаций (ЧС) на ОПО, обоснованы алгоритмы и положения для создания массива «больших данных» и современных систем информационного обеспечения анализа риска возникновения аварий, а также предупреждения и ликвидации ЧС.

Ключевые слова: автоматизированный мониторинг, опасный производственный объект, промышленная безопасность, газотранспортная система

Для цитирования: Квасов, И. Н. Автоматизация мониторинга состояния эксплуатации опасных производственных объектов газотранспортной системы / И. Н. Квасов, Н. А. Лучкин, М. Ю. Земенкова. — DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-61-74 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2022. — № 2. — С. 61–74.

Automation for monitoring the operating state of hazardous production facilities of the gas transportation system

Igor N. Kvasov¹, Nikolay A. Luchkin¹, Maria Yu. Zemenkova^{2*}

¹Omsk State Technical University, Omsk, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*zemenkovamj@tyuiu.ru

Abstract. A comprehensive systematization of the features of the safety control process, potential threat factors, automation of monitoring the state of operation of hazardous production facilities of the gas transmission system, in accordance with the main potentially hazardous man-made impacts on the environment, has been carried out. Methodological, algorithmic and software were developed to ensure organizational and technical measures for environmental and industrial safety in accordance with modern requirements for monitoring the state of facilities and identifying emergency situations.

The article is devoted to the creation of a system for automated monitoring of the operation of the state of HPF systems as a modern tool for industrial safety management during the operation of man-made facilities at enterprises of the fuel and energy complex. It is one of the most important modern problems of support. We have proposed mechanisms to control and reduce the risks of emergencies at HPFs, justified algorithms and provisions for creating an array of "big data" and modern information systems for analyzing the risk of accidents, as well as preventing and eliminating emergencies.

Keywords: automated monitoring, hazardous production facility, industrial safety, gas transmission system

For citation: Kvasov, I. N. Luchkin, N. A. & Zemenkova, M. Yu. (2022). Automation for monitoring the operating state of hazardous production facilities of the gas transportation system. Oil and Gas Studies, (2), pp. 61-74. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-61-74

Введение

В целях обеспечения современных требований промышленной и экологической безопасности ^{1,2,3,4} актуальна необходимость создания и оснащения предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК), эксплуатирующих опасные производственные объекты (ОПО), современными автоматизированными программно-аппаратными комплексами для осуществления производственного мониторинга (контроля) [1–6].

Нами выполнен комплекс исследований, посвященных созданию методологических основ мониторинга событий, нештатных ситуаций и созданию автоматизированных систем и программной реализации [1, 5]. С точки зрения интеллектуальной идентификации является актуальным создание централизованных хранилищ массива данных, получаемых в режиме контроля реального времени от нижестоящих систем и средств автоматизации. Наличие современных инструментов сбора данных позволит систематизировать производственные данные, проводить необходимый анализ, прогнозирование технического состояния технологи-

¹ СА 03-002-05. Стандарт ассоциации. Системы мониторинга агрегатов опасных производственных объектов. Общие технические требования. – М., 2005. – 61 с.

² Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (ред. от 02.07.2021) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/FZ-ob-ohrane-okruzhajuwej-sredy/>.

³ Федеральный Закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (ред. от 11.06.2021) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tk-expert.ru/lib/455/>.

⁴ Указ Президента Российской Федерации от 06.05.2018 г. № 198 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201805070014>.

ческого оборудования. Перечисленные факторы являются актуальными решениями для предприятий, а также в области промышленной безопасности. Автоматизация мониторинга эксплуатации состояния ОПО⁵ является важнейшим современным инструментом обеспечения промышленной безопасности (ПБ) при эксплуатации техногенных объектов предприятий ТЭК [1, 6–10].

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются техногенные объекты газотранспортной системы и системы поддержки принятия решений. Теоретические исследования базировались на применении методов математического моделирования, системного анализа, теории оптимизации, автоматизированного проектирования, принятия решений, кибернетики и современных компьютерных технологий и объектно-ориентированного программирования.

Экспериментальная часть

В ходе работ по усовершенствованию механизмов контроля и снижению рисков возникновения чрезвычайных ситуаций (ЧС) на ОПО обоснованы алгоритмы и положения для создания массива «больших данных» и современных систем информационного обеспечения анализа риска возникновения аварий, а также предупреждения и ликвидации ЧС на ОПО, что позволяет решить следующие актуальные проблемы: отсутствие единого хранилища (базы данных) в области ПБ; отсутствие объективных данных для анализа риска возникновения аварий.

Таким образом, возникают 4 основных задачи: технологическая идентификация в связи с потенциальными угрозами, формирование баз данных большого объема, создание и реализация методологии обработки данных, их программная реализация [1, 8].

Решение каждой из задач требует проведения комплексных системных исследований и актуализации баз данных в режиме реального времени, а также технологической детализации на конкретных объектах в соответствии со спецификой реализуемых режимов и процессов в условиях эксплуатации [10–15].

Так, например, анализ показал, что условно причины возникновения аварийных ситуаций и отказов, приводящих к снижению механической безопасности, целесообразно разделить следующим образом:

- причины технологического характера, приводящие к отказу основного технологического оборудования вследствие воздействия техногенных факторов;
- брак и дефекты материалов и конструкций, возникшие в процессе их изготовления или доставки оборудования и т. п., способные явиться причиной возможного возгорания, пожара, взрыва и т. п.;
- человеческий фактор, выражающийся в нарушении технологии производства строительно-монтажных работ;
- несоблюдение персоналом эксплуатационных требований в части обслуживания и т. п.;

⁵ Постановление Правительства РФ от 18.12.2020 № 2168 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/400120660/>.

- внешние воздействия механического характера, приводящие к нарушению целостности, устойчивости и пространственной неизменности объектов и их конструкций (наезды строительной и иной техники на здания и инженерные сооружения);

- естественный износ строительных конструкций в процессе эксплуатации объектов, характеризующийся проявлением коррозионных дефектов и усталостных явлений материала;

- наличие сложных природных условий строительства, характеризующихся такими факторами, как естественная заболоченность и высокая подтопляемость территорий; неравномерно дренированные участки; большие объемы снегопереноса; влияние опасных природных процессов и явлений, вызванных как регулярными (эрозионные, заболачивание территорий вследствие изменения теплового и влажностного режима грунтов под воздействием естественных природных факторов, пучение грунтов и др.), так и временными процессами и явлениями (землетрясения, наводнения, ураганы и т. п.); высокая сейсмическая активность.

К основным потенциально опасным техногенным воздействиям, оказывающим влияние на механическую безопасность проектируемых объектов, относятся:

- взрывы и пожары, приводящие к частичному или полному разрушению технологического оборудования и строительных конструкций;

- внешние механические воздействия (столкновения рабочей техники, наезды и т. д.), приводящие к отказу строительных конструкций (продуктопроводов), нарушению их целостности, потере местной устойчивости, а также следующее за этим нарушение конструктивной схемы работы всей газотранспортной системы, приводящей к потере общей устойчивости сооружения и геометрической изменяемости объектов в целом;

- воздействие агрессивных сред ввиду наличия сложных природно-климатических условий и технологических особенностей процесса эксплуатации, являющихся причинами коррозионных дефектов (абразивный, химический износ, точечная сквозная коррозия и т. д.), изменения прочностных свойств материалов, геометрической целостности строительных элементов и конструкций;

- сложные технологические процессы и режимы эксплуатации оборудования, характеризующиеся наличием высоких нагрузок, в том числе и вибрационных, высоких механических напряжений в элементах и узлах конструкций, реологическими свойствами грунтов оснований, преждевременных усталостных явлений в материалах, конструкциях, оборудовании;

- нарушение технологических параметров работы технологического оборудования и условий эксплуатации, включая отказ средств контроля (КИП и А) и регулирования;

- естественный физический износ;

- техногенное подтопление и тепловые воздействия, являющиеся причиной возможного развития опасных инженерно-геокриологических процессов (сезонное морозное пучение, эрозия, суффозия, заболачивание, подтопление, наледеобразование, карст и др.), и ухудшение деформационно-прочностных свойств грунтов оснований.

При строительстве и эксплуатации техногенных объектов газотранспортной системы^{6,7} возможны следующие потенциальные виды воздействий [3–5]: физическое воздействие на окружающую среду (акустическое и электромагнитное); выбросы от организованных и неорганизованных источников; образование отходов производства и потребления; антропогенное воздействие на компоненты природной среды: атмосферный воздух; водную среду; почвенный покров; растительность и животный мир; а также взаимодействие с геологической средой.

В период строительства объектов ГТС выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух носят разовый характер, так как растянуты во времени и рассредоточены по протяженности участка строительства объекта. При строительстве объектов ГТС, как правило, используется следующая техника и агрегаты: дорожно-строительная техника и автотранспорт; передвижные дизельные электроустановки; сварочные агрегаты и окрасочные аппараты.

Следовательно, источниками выбросов загрязняющих веществ в данном случае будут являться выхлопные трубы транспортных средств, специальной техники и дизельных электрических станций (ДЭС); дымовые трубы котельных установок; передвижные сварочные агрегаты (посты); окрасочные аппараты, расположенные на открытых строительных площадках [2, 3, 7].

Кроме того, в период эксплуатации объектов ГТС атмосферный воздух будет подвергаться химическому и шумовому воздействию.

Прогнозируемое воздействие на атмосферный воздух будет связано с поступлением в атмосферу загрязняющих веществ от основного технологического и вспомогательного оборудования систем, расположенных на территории техногенного объекта: линейная часть магистрального газопровода; компрессорные станции; промбаза компрессорной станции; ГРС и др.

Эксплуатация объектов газотранспортной системы предусматривает непрерывную работу основного технологического оборудования. Основными источниками загрязнения атмосферы при нормальном режиме работы объектов ГТС будут являться выхлопные трубы газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции, газотурбинные агрегаты электростанций, а также дымовые трубы котельных установок.

Возможные аварийные и плановые сбросы газа предусмотрены на продувочные свечи. К источникам залповых выбросов могут относиться дыхательные клапаны емкостей и резервуаров при их заполнении, выхлопные трубы ДЭС при проведении профилактических пусков. Источники выбросов загрязняющих веществ пожарных депо, теплых открытых стоянок, ремонтно-механических мастерских и другого вспомогательного оборудования можно отнести к источникам периодического воздействия на атмосферный воздух, так как оборудование такого рода эксплуатируется по мере необходимости.

Необходимо отметить, что к основным контролируемым технологическим параметрам компрессорной станции, как правило, относятся следующие: расход топливного газа; температура продуктов сгорания в точке их штатного измерения; атмосферное давление воздуха; температура атмосферного воздуха перед компрессором; абсолютное давление воздуха за компрессором; наработка агрегата; суммарный расход топливного газа.

⁶ Федеральный закон от 10.01.2002... – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/FZ-ob-ohrane-okruzhajujewej-sredy/>.

⁷ Федеральный закон от 04.05.1999... – Режим доступа: <https://tk-expert.ru/lib/455/>.

Результаты

По итогам завершения исследования конечным результатом является разработка методологического, алгоритмического и программного обеспечения, обеспечивающего бесперебойный контроль в режиме реального времени состояния эксплуатации ОПО газотранспортной системы.

Процессы подготовки газа, а также его дальнейшая транспортировка относятся к опасным производственным процессам, так как характеризуются наличием высоких давлений и больших масс взрывопожароопасных веществ. В укрупненном виде среди эксплуатируемых техногенных объектов ГТС можно выделить следующие наиболее опасные технологические участки: линейная часть магистральных газопроводов; компрессорные станции; ГРС и др. Тогда к основным возможным причинам отказов и осложнений, способствующих возникновению аварийных ситуаций, относятся следующие⁸:

- образование гидратов на всем пути транспорта газа;
- коррозия трубопроводов и газокompрессорного оборудования;
- порыв газопроводов по сварному стыку или телу трубы;
- свищи или трещины в результате коррозии, эрозии, превышения давления или вследствие заводского брака;
- отказы контрольно-измерительных приборов и средств автоматического регулирования;
- человеческий фактор (ошибки обслуживающего персонала);
- загазованность технологических помещений и связанная с этим повышенная взрыво- и пожароопасность;
- взрывы и пожары;
- выход из строя систем энерго- и водоснабжения.

Мониторинг аварийных и предаварийных ситуаций включает в себя комплекс организационно-технических мероприятий по оперативному внеплановому контролю состояния компонентов техногенных объектов, природной среды, количественной и качественной оценок последствий аварии. Количественная и качественная оценки последствий аварий включают расчеты параметров аварии, определение объемов и характера воздействия на компоненты природной среды, направление и характер распространения загрязнения. Оперативный внеплановый контроль проводится исходя из особенностей конкретной нештатной ситуации. Состав параметров, периодичность и местоположение пунктов контроля определяются с учетом характера и масштаба аварии.

При возникновении аварийных ситуаций негативными воздействиями на окружающую среду могут являться сверхнормативное загрязнение атмосферного воздуха выбросами природного газа или продуктов горения; механическое воздействие, связанное с разрывом и разлетом фрагментов разрушенных частей трубопроводов и технологических элементов линейной части.

При проведении мониторинга аварийных ситуаций используются стационарные и мобильные средства контроля состояния компонентов техногенных объектов и природной среды.

С учетом изложенного разработан алгоритм мониторинга при возникновении нештатных или аварийных ситуаций на объектах ГТС, который представлен на рисунке 1.

⁸ Федеральный закон от 10.01.2002... – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/FZ-ob-ohrane-okruzhajuwej-sredy/>.

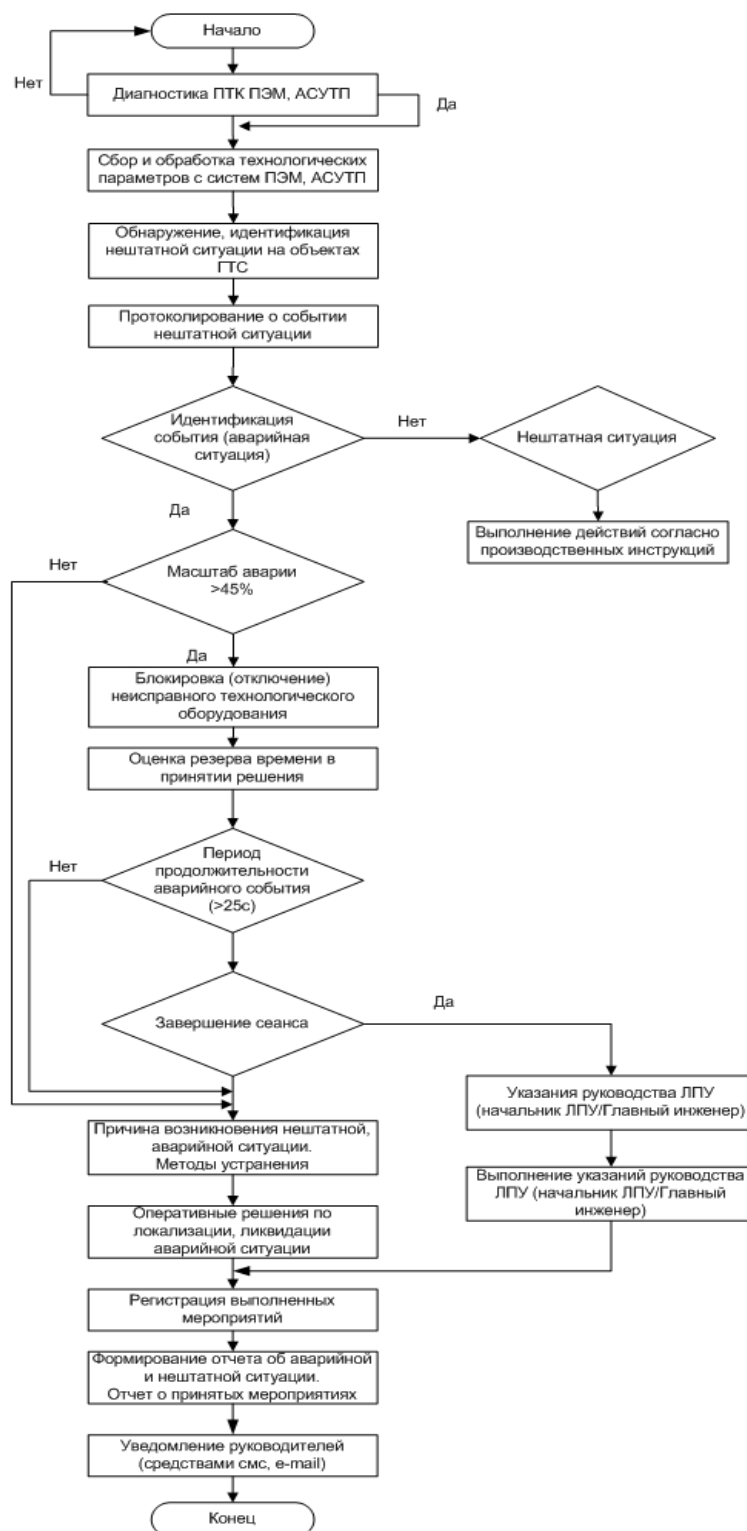


Рис. 1. Алгоритм мониторинга определения нештатных ситуаций

Алгоритм основан на общей концепции работы газотранспортной системы с применением формализованных на уровне моделей и алгоритмов основных элементов при автоматизации мониторинга опасных ситуаций и обеспечении экологической и промышленной безопасности. К особенностям алгоритма можно отнести его неизменность в любой нештатной или аварийной ситуации, возникшей на объектах ГТС, то есть заложенные в алгоритме действия остаются неизменными. В алгоритме имеется возможность распознавания события (либо это нештатная или аварийная ситуация), а также определение фактора ее опасности и выделенного лимита времени на поиск решения выхода из предаварийной ситуации. Принимается во внимание, что указанные характеристики нештатной и аварийной ситуации качественно идентифицируются специалистами производственно-диспетчерских подразделений.

К входной информации при функционировании алгоритма относятся технологические параметры, которые поступают в режиме реального времени от нижестоящих систем автоматизации и других систем локальной автоматики на АРМ диспетчера, где уже имеется возможность формирования консолидированной аналитической отчетности для организации дальнейшей работы. Диспетчерский пункт после обнаружения нештатной ситуации фиксирует информацию о ней (характер, вид, масштаб нештатной ситуации, а также продолжительность с момента ее возникновения).

Следующим этапом необходимо определить, например, на основе обработанных технологических параметров, является ли данная ситуация предусмотренной (стандартной), то есть относящейся к числу прогнозируемых ситуаций, возникновение которых можно предвидеть из закономерных условий и причин их возникновения. При выяснении, что данная нештатная ситуация имеет стандартные алгоритмы, действовать нужно согласно производственным и должностным инструкциям, технологическим регламентам по действиям работников производственно-диспетчерских служб.

Если данное событие является аварийной ситуацией, тогда в этом случае приоритет отдается обеспечению безопасности жизни работников в условиях обеспечения экологической и промышленной безопасности. В данном случае диспетчер в соответствии с регламентом должен обеспечить отключение неисправного технологического и энергетического оборудования, сообщить соответствующим службам о необходимости приостановить выполнение каких-либо проводимых в настоящее время работ. Важно отметить, что алгоритм учитывает выделенное время на идентификацию нештатной ситуации, в связи с чем диспетчер должен владеть полнотой и достоверностью технологических параметров, поступающих на вышестоящий уровень — информационно-управляющую систему (ИУС ОПО ГТС).

ИУС ОПО ГТС газотранспортного предприятия осуществляет аккумулялирование, передачу, обработку и анализ больших объемов разнородной технологической информации, получаемой от различных многочисленных распределенных источников (пунктов) данных. Это прежде всего связано с необходимостью построения модели такой системы, которая бы учитывала всю совокупность входящих в ИУС ОПО ГТС подсистем (как внутренние, так и внешние связи). Стоит отметить, что адекватность указанной модели решаемым поставленным задачам и осуществляемым функциям

ИУС ОПО ГТС напрямую зависит от того, насколько обоснованно выбрана методика ее построения.

В данном исследовании в основу разработки методики построения ИУС ОПО ГТС положена методология структурного анализа и проектирования бизнес-процессов SADT (Structured Analysis and Design Technique). Технология SADT нашла свое применение в области описания большого количества сложных искусственных систем из широкого спектра отраслей промышленности, охватывающих различные проблемные области.

Успешность и разнообразность применения данной методологии в разных отраслях промышленности обеспечивается прежде всего особенностью SADT, которая заключается в построении полных аналитических моделей на всей стадии разработки проекта для создания и описания систем, основанных на концепции системного моделирования, что особенно важно при построении ИУС ОПО ГТС [7].

На рисунке 2 представлена простейшая SADT-диаграмма, на которой ИУС ОПО ГТС представлена в виде простейшей комбинации блоков и дуг, изображающих интерфейсы с функциями системы. Функциональный блок представляет собой функцию системы, которая преобразует входные объекты в выходные данные, то есть полученный результат операции. Дуги представляют множество объектов (информация или действия, которые образуют связи между функциональными блоками). Выходные данные одной функции могут служить входами, а также управлением или исполнителями другой функции.

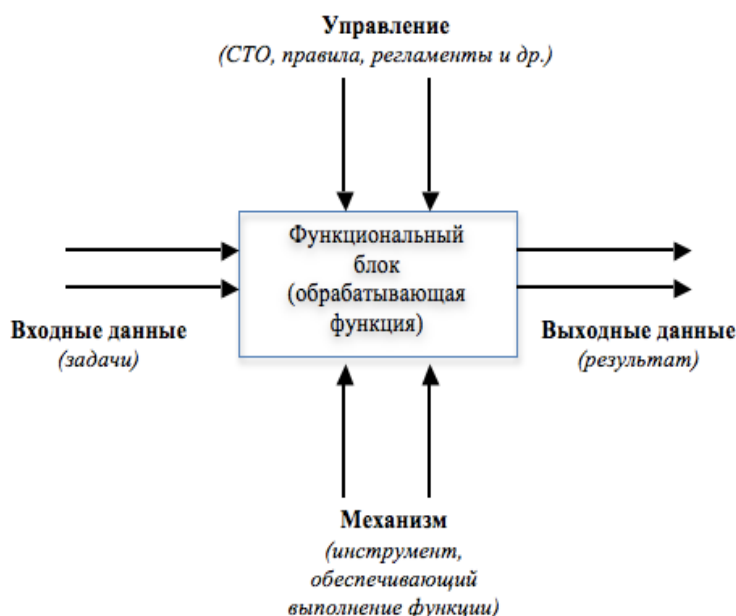


Рис. 2. Типовой пример блока SADT-диаграммы

Предлагаемая по итогам исследования модель построения ИУС ОПО ГТС представлена на рисунке 3.

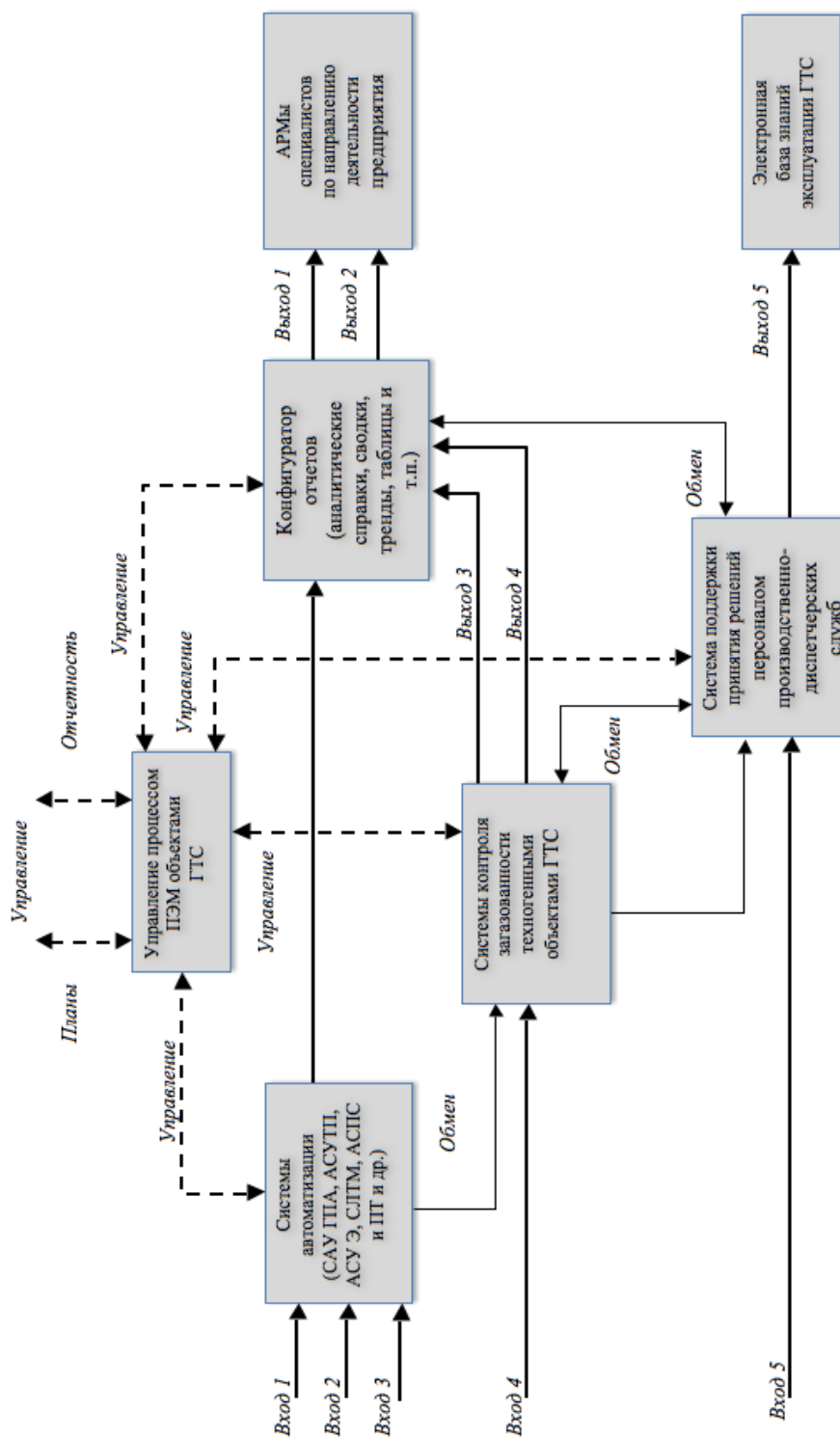


Рис. 3. SADT-диаграмма функций ИУС ОПО ГТС

Для описания ИУС ГТМ применяются иерархические диаграммы, которые содержат как функциональные блоки, так и интерфейсные дуги. На представленной диаграмме видно, что вышестоящий уровень управления ИУС ОПО ГТС выведен в отдельный функциональный блок, откуда осуществляется и организуется контроль за ведением технологического процесса транспортировки природного газа и соблюдения обеспечения экологической и промышленной безопасности. В данном случае входными данными служат технологические параметры систем контроля загазованности, автоматической системы пожарной сигнализации, пожаротушения и автоматизированных систем управления технологическими процессами. В данной методике включен функциональный блок системы поддержки принятия диспетчерских решений. В функциональные операции данного блока входят отработка нештатных, предаварийных и аварийных ситуаций, моделирование режима работы газотранспортной системы и оценка возможных рисков. Данный функциональный блок имеет возможность накопления технологических данных, то есть с учетом максимально возможных неблагоприятных событий, связанных с эксплуатацией ОПО ГТС, расширяется электронная база знаний.

Особое место в предлагаемой модели занимает блок «Конфигуратор отчетов», который предоставляет возможность формировать различные аналитические отчеты в режиме реального времени, а также возможность работать с ретроспективными данными. Наличие инструментальных средств позволяет составлять запросы с учетом ограничения доступа для пользователей системы. Удобной функцией при формировании отчетов является применение web-технологий, которые позволяют просматривать отчетность в интернет-браузере.

Выводы

Результаты системного анализа показали, что создание систем мониторинга опасных производственных газотранспортных объектов требует тщательной проработки на всех этапах обоснования: математического, технологического, кибернетического. В результате исследования определены и отмечены наиболее значимые особенности технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным газопроводам. Определены особенности антропогенного воздействия и последствий изменения состояния различных компонентов природной среды при эксплуатации техногенных объектов газотранспортной системы. Показано, что для обеспечения промышленной безопасности в зоне возможного влияния объектов газотранспортной системы должен осуществляться непрерывный мониторинг состояния эксплуатации ОПО ГТС.

Разработан алгоритм автоматизации мониторинга при возникновении нештатных или аварийных ситуаций на объектах ГТС, позволяющий определить возникшее событие с дальнейшей его идентификацией и принять необходимые организационные меры по обеспечению промышленной и экологической безопасности. В том числе разработано методологическое обеспечение при создании модели ИУС ОПО ГТС.

Предложенная модель учитывает функциональные связи (информационные потоки), входящие в модель, обеспечивающие непрерывный

(круглосуточный) контроль в режиме реального времени за состоянием ОПО при эксплуатации технологического оборудования.

Список источников

1. Лучкин, Н. А. Проектирование системы автоматизированного мониторинга технологических процессов и диспетчерского управления объектами газотранспортной системы / Н. А. Лучкин, А. Г. Янишевская, Ж. В. Голикова. – DOI 10.25206/2310-9793-2018-6-2-37-43. – Текст : непосредственный // Динамика систем, механизмов и машин. – 2018. – Т. 6, № 2. – С. 37–43.
2. Махутов, Н. А. Задачи разработки и реализации системы управления промышленной безопасностью предприятия при эксплуатации технических устройств / Н. А. Махутов, А. П. Черепанов, М. В. Лисанов. – DOI 10.24000/0409-2961-2021-2-15-19. – Текст : непосредственный // Безопасность труда в промышленности. – 2021. – № 2. – С. 15–19.
3. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Научные основы промышленной безопасности / Н. В. Абросимов, О. Е. Аксютин, А. В. Алешин [и др.]. – Москва : Знание, 2019. – 824 с. – Текст : непосредственный.
4. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность средств хранения и транспорта энергоресурсов / О. Е. Аксютин, А. А. Александров, А. В. Алешин [и др.]. – Москва : Знание, 2019. – 928 с. – Текст : непосредственный.
5. Земенкова, М. Ю. Методологическое обеспечение мониторинга безопасности объектов транспорта и хранения нефти и газа на основе интеллектуальных экспертных систем : специальность 05.26.02 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях (нефтегазовая промышленность (технические науки))» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Земенкова Мария Юрьевна ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 2021. – 443 с. – Текст : непосредственный.
6. Прогнозирование экологических рисков при техногенных авариях на магистральных и технологических нефтепроводах / И. Н. Квасов, Е. В. Шендалева, О. В. Штенгауэр, М. Ю. Земенкова. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-103-117. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 103–117.
7. Марка, Д. А. Методология структурного анализа и проектирования / Д. А. Марка, К. Л. МакГоуэн ; перевод с английского, предисл. Д. Т. Россса. – Москва : Фирма «Мета Технология», 1993. – 240 с. – Перевод изд.: SADT: Structured Analysis and Design Technique / David Marca, Clement L. McGowan. New York, 1988. – Текст : непосредственный.
8. Земенкова, М. Ю. Интеллектуальное управление состоянием систем транспорта углеводородов с использованием нейросетевой идентификации / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2021. – № 1 (77). – С. 50–55.
9. Васильев, Г. Г. Безопасность технологических процессов в трубопроводном строительстве : учебное пособие / Г. Г. Васильев, А. М. Ревазов, И. А. Леонович. – Москва : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2019. – 108 с. – Текст : непосредственный.
10. Земенкова, М. Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов / М. Ю. Земенкова ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 397 с. – Текст : непосредственный.
11. Ревазов, А. М. Управление риском возникновения аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов / А. М. Ревазов, С. Т. Алекперова. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2015. – № 12 (731). – С. 50–53.
12. Николаев, А. К. Экспериментальные исследования определения расхода газа при аварийной утечке на линейном участке газопровода / А. К. Николаев, В. Г. Фетисов, Ю. В. Лыков. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2017. – № 2 (60). – С. 14–17.

13. Zemenkova, M. Yu. Intellectual Control of Dangerous States of the Facilities of Main Hydrocarbon Transport Systems in Adaptive Expert Systems / M. Yu. Zemenkova. DOI 10.1088/1755-1315/272/3/032087. – Text : electronic // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 272, Issue 3. – URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/272/3/032087>.
14. Zemenkov, Yu. D. Expert Systems of Multivariable Predictive Control of Oil and Gas Facilities Reliability / Yu. D. Zemenkov, V. V. Shalay, M. Yu. Zemenkova. – DOI 10.1016/j.proeng.2015.07.271. – Direct text // Procedia Engineering. – 2015. – Vol. 113. – P. 312–315.
15. Mathematical modeling of non-stationary gas flow in gas pipeline / V. G. Fetisov, A. K. Nikolaev, Yu. V. Lykov, L. N. Duchnevich. – DOI 10.1088/1757-899X/327/2/022034. – Text : electronic // IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327, Issue 2. – URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/327/2/022034/meta>.

References

1. Luchkin, N. A., Yanishevskaya, A. G., & Golikova, Zh. V. (2018). Designing of automated monitoring system technological processes and dispatch control of objects of the gas transport system. Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines, 6(2), pp. 37-43. (In Russian). DOI: 10.25206/2310-9793-2018-6-2-37-43
2. Makhutov, N. A., Cherepanov, A. P., & Lisanov, M. V. (2021). Tasks of the development and implementation of enterprise industrial safety management system when operating technical devices. Occupational Safety in Industry, (2), pp. 15-19. (In Russian). DOI: 10.24000/0409-2961-2021-2-15-19
3. Abrosimov, N. V., Aksyutin, O. E., Aleshin, A. V., Aleshin, N. P., Akhmetkhanov, R. S., Barishpolets, V. A.,... Yakovlev, D. A. (2019). Bezopasnost' Rossii. Pravovye, sotsial'no-ekonomicheskie i nauchno-tehnicheskie aspekty. Nauchnye osnovy promyshlennoy bezopasnosti. Moscow, Znanie Publ., 824 p. (In Russian).
4. Aksyutin, O. E., Aleksandrov, A. A., Aleshin, A. V., Aralov, O. V., Akhmetkhanov, R. S., Bobrov, Yu. V.,... Yudina, O. N. (2019). Bezopasnost' Rossii. Pravovye, sotsial'no-ekonomicheskie i nauchno-tehnicheskie aspekty. Bezopasnost' sredstv khraneniya i transporta energoresursov. Moscow, Znanie Publ., 928 p. (In Russian).
5. Zemenkova, M. Yu. (2021). Metodologicheskoe obespechenie monitoringa bezopasnosti ob"ektov transporta i khraneniya nefiti i gaza na osnove intellektual'nykh ekspertnykh sistem. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 443 p. (In Russian).
6. Kvasov, I. N., Shendaleva, E. V., Shtengauer, O. V., & Zemenkova, M. Yu. (2019). Prognosis evaluation of environmental risks in case of accident on main and technological oil pipelines. Oil and Gas Studies, (6), pp. 103-117. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-103-117
7. Mark, D. A., & McGowan, C. L. (1988). SADT: Structured Analysis and Design Technique. New York, McGraw-Hill, 392 p. (In English).
8. Zemenkova, M. Yu., Chizhevskaya, E. L., & Zemenkov, Yu. D. (2021). Intelligent control of the state of hydrocarbon transport systems using neural network identification. Pipeline transport: theory and practice, (1(77)), pp. 50-55. (In Russian).
9. Vasiliev, G. G., Revazov, A. M., & Leonovich, I. A. (2019). Bezopasnost' tekhnologicheskikh protsessov v truboprovodnom stroitel'stve. Moscow, Gubkin University Publ., 108 p. (In Russian).
10. Zemenkova, M. Yu. (2019). Metody snizheniya tekhnologicheskikh i ekologicheskikh riskov pri transporte i khranении uglevodorodov. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 397 p. (In Russian).
11. Revazov, A. M., & Alekperova, S. T. (2015). Management of the risk of emergencies on the linear part of the main gas pipelines. Gas industry, (12(731)), pp. 50-53. (In Russian).
12. Nikolaev, A. K., Fetisov, V. G., & Lykov, Yu. V. (2017). Application investigation of gas flotation metering during emergency leak at a segment of line pipe. Pipeline transport: theory and practice, (2(60)), pp. 14-17. (In Russian).
13. Zemenkova, M. Yu. (2019). Intellectual Control of Dangerous States of the Facilities of Main Hydrocarbon Transport Systems in Adaptive Expert Systems. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 272(3). (In English). DOI: 10.1088/1755-1315/272/3/032087

14. Zemenkov, Yu. D., Shalay, V. V., & Zemenkova, M. Yu. (2015). Expert Systems of Multivariable Predictive Control of Oil and Gas Facilities Reliability. *Procedia Engineering*, 113, pp. 312-315. (In English). DOI: 10.1016/j.proeng.2015.07.271

15. Fetisov, V. G., Nikolaev, A. K., Lykov, Yu. V., & Duchnevich, L. N. (2018). Mathematical modeling of non-stationary gas flow in gas pipeline. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 327(2), (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/327/2/022034

Информация об авторах

Квасов Игорь Николаевич, кандидат экономических наук, профессор кафедры нефтегазового дела, стандартизации и метрологии, Омский государственный технический университет, г. Омск

Лучкин Николай Анатольевич, соискатель, Омский государственный технический университет, г. Омск

Земenkova Мария Юрьевна, доктор технических наук, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, zemenkovamj@tyuiu.ru

Information about the authors

Igor N. Kvasov, Candidate of Economics, Professor at the Department of Oil and Gas Engineering, Standardization and Metrology, Omsk State Technical University

Nikolay A. Luchkin, Applicant, Omsk State Technical University

Maria Yu. Zemenkova, Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, zemenkovamj@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 30.11.2021; одобрена после рецензирования 10.02.2022; принята к публикации 15.02.2022.

The article was submitted 30.11.2021; approved after reviewing 10.02.2022; accepted for publication 15.02.2022.

Организация производства и обеспечение безопасности и экологичности производственных процессов в нефтегазовой отрасли

Organization of production and ensuring the safety and environmental friendliness of production processes in the oil and gas industry

2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
(технические науки)

УДК 629.10.061

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-75-84

Критериальные характеристики эксплуатационного воздействия газопровода на геокриологические параметры

В. Н. Пермяков, Л. А. Казанцева, А. Н. Антипова*

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

Аннотация. Обеспечение надежности эксплуатации магистральных газопроводов с момента их строительства является важной проблемой, которая связана с аварийными ситуациями на магистральных трубопроводах и отказами в их работе. Такие ситуации приводят не только к большим экономическим потерям, но и к масштабным экологическим последствиям.

Решение проблемы возможно при правильной постановке задачи, которая заключается в количественной оценке магистральных трубопроводов и в мониторинге территории, на которой они расположены. Мониторинг территории включает в себя изучение природно-климатических условий, с помощью данных которого создается нормативная эксплуатация линейных магистралей.

Территория Крайнего Севера является наиболее уязвимой, нежели другие территории, на которых имеются месторождения углеводородов, ввиду распространения на ней многолетнемерзлых пород. Так как ресурс эксплуатации таких газопроводов не вечен, их состояние с каждым годом ухудшается, что приводит к возникновению угрозы аварий. Наибольшее количество газовых месторождений и линейных трубопроводов располагаются в районах с неустойчивыми грунтами, с буграми пучения, многолетнемерзлыми породами.

Для эффективного проектирования, строительства и эксплуатации таких объектов необходимо проведение комплексного мониторинга территории, инженерных изысканий, строительства и эксплуатации газовых объектов.

Ключевые слова: газопровод, многолетнемерзлые породы, сезонно-талый слой, грунт

Для цитирования: Пермяков, В. Н. Критериальные характеристики эксплуатационного воздействия газопровода на геокриологические параметры / В. Н. Пермяков, Л. А. Казанцева, А. Н. Антипова. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-75-84 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 2. – С. 75–84.

Criteria characteristics of the operational impact of the gas pipeline on geocriological parameters

Vladimir N. Permyakov, Lyudmila A. Kazantseva, Alena N. Antipova*

Abstract. Ensuring the reliability of operation of main gas pipelines from the moment of their construction is an important problem, which is associated with emergency situations on highways and failures in their operation. Such situations lead not only to large economic losses, but also to large-scale environmental consequences.

The solution to the problem is the correct formulation of the problem, which consists in quantifying the main pipelines and monitoring the territory in which they are located. Monitoring of the territory includes the study of natural and climatic conditions. Using the data obtained, it is possible to determine the operating standards for linear highways.

Because of the spread of permafrost on it, the territory of the Far North is the most vulnerable than other territories with hydrocarbon deposits. The condition of the pipeline decreases every year, so their resource is not eternal. It leads to the risk of accidents. The largest number of gas fields and linear pipelines are located in areas with unstable soils, heaving mounds, and permafrost.

It is necessary to conduct a comprehensive monitoring of the territory, engineering surveys, construction and operation of gas facilities in order to the design, construct and operate such facilities effectively.

Keywords: gas pipeline, permafrost, seasonal thaw depth, soil

For citation: Permiakov, V. N., Kazantseva, L. A., & Antipova, A. N. (2022). Criterial characteristics of the operational impact of the gas pipeline on geocriological parameters. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 75-84. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-75-84

Введение

Зоны островного распространения многолетнемерзлых пород характерны для территории криолитозоны севера России, 50 % которых — это торфяники, торфяные болота и бугры пучения. Такие районы являются экстремальными из-за наличия криогенных процессов, болотистых массивов, переходов трубопроводов через речные системы.

Магистральные трубопроводы на территории севера взаимодействуют с мерзлым и слабонесущим грунтом, к слабонесущим относят грунт периодически оттаивающий, замерзающий.

При протаивании многолетнемерзлых грунтов может произойти не только деформация газопровода, но и разгерметизация труб, что нанесет непоправимый экологический ущерб.

В таких грунтах присутствуют сжимающие продольные нагрузки, которые оказывают взаимодействие на трубу в течение теплого времени года, в результате чего происходит поперечное перемещение оси трубы. В результате труба может выпячиваться из грунта в виде арки. В холодное время на трубу оказывает влияние продольное усилие растяжений, в таких случаях на обводненных участках труба всплывает.

Магистральные газопроводы испытывают различные нагрузки, которые можно разделить на временные и постоянные, к временным относятся сила грунта, которая давит на трубу, собственный вес трубы. Также может быть сила воды, которая выталкивает трубу из траншеи при подтоплении.

Временными нагрузками могут быть давление, с которым подается продукт по трубе, климатические воздействия, сила льда, снега, давящая на трубу. Кроме того, на трубу оказывают воздействие внутренние силы, такие как кольцевое растягивающее напряжение, радиальные напряжения.

При расчете прочности и устойчивости магистральных трубопроводов в районах Крайнего Севера обязательно учитывают перепад температур. В течение всего года температура газопровода изменяется, при этом при строительстве учитывают температуру трубы как температуру воздуха, при эксплуатации температура учитывается как температура продукта, подаваемого по трубе.

Перепад температуры складывается из разности между указанными выше температурами, регламентируется нормой предельного состояния магистрального трубопровода.

Взаимодействие трубопровода с окружающей его средой — немаловажный фактор, особенно для зоны Крайнего Севера. На трубопроводы, проложенные на участках с многолетнемерзлыми породами, в обводненных территориях на трубу действует продольная сила газопровода, которая должна учитываться при мониторинге устойчивости магистрали. Поэтому необходимо учитывать состояние многолетнемерзлых грунтов.

Изменение инженерно-геологических условий территорий влияет на несущую способность магистрального трубопровода при строительстве и эксплуатации.

При строительстве трубопровода нарушаются растительный и почвенный покров, микрорельеф, что, в свою очередь, нарушает теплообмен между грунтом и воздухом и приводит к активации разных геологических процессов, к увеличению мощности сезонно-талого слоя, увеличению глубины протаивания.

Объект и методы исследования

Техногенное воздействие на территории Крайнего Севера в первую очередь оказывают объекты добычи и транспортировки углеводородного сырья.

Трубопроводные системы имеют большую протяженность в разных природных геосистемах, вызывая их изменения в период функционирования.

Наибольшие изменения при техногенных нарушениях происходят при строительстве трубопровода, при проведении ремонта и подсыпке насыпи.

Рассматриваемый газопровод Надым — Пунга введен в эксплуатацию в 1972 году. Объект располагается в подзоне северной тайги на окраине III озерно-аллювиальной равнины, в зоне распространения многолетнемерзлых пород, которые приурочены к торфяникам, буграм и грядам многолетнего пучения.

Среднегодовые температуры пород составляют от +1,0 до -2,0 °С. Район представлен большим разнообразием и высокой контрастностью почвенного покрова, который подвержен длительному промерзанию [1].

В ходе исследований в течение нескольких лет были использованы методы наблюдения, сравнения, анализа, инструментальный метод.

Результаты

Все трубопроводные системы должны быть надежными конструкциями, надежность — это свойство какого-либо объекта сохранять все параметры (безотказность, долговечность, ремонтпригодность) в предельных нормах при заданном режиме во времени.

На сохранность трубопроводных систем оказывает влияние плотность грунтов, которая уменьшается при строительстве системы. В результате зоны разуплотненного грунта заполняются влагой, затем промерзают, и развивается процесс пучения.

Процесс пучения приводит к неблагоприятным ситуациям, вызывающим изгибные деформации:

- происходит проседание трубы вниз под действием сил снега и льда, находящихся на верхней образующей трубы;
- в период оттепели нижних талых грунтов создается давление на нижнюю образующую, и трубопровод выпучивается из грунтов.

При эксплуатации трубопроводов в зоне мерзлых грунтов необходим детальный мониторинг взаимодействия газопроводов и мерзлых грунтов, лучшим методом для такого мониторинга является математическое моделирование.

Рассматриваемый участок повсеместно занят буграми пучения, количество которых с каждым годом растет.

Бугры пучения бывают сформированными при промерзании замкнутого талика без притока воды и образованными при движении воды из водоносного пласта к горизонтам промерзания.

Воздействуя на газопроводы, первые оказывают локальное воздействие, а образованные при движении воды из водоносного пласта к горизонтам промерзания взаимодействуют с трубопроводом.

Вдоль трасс газопроводов часто образуются подтопления, вызванные последовательным протаиванием бугров пучения и поступлением воды с ближайших территорий.

На территории встречается локальное распространение многолетнемерзлых пород, которые можно обнаружить только при инженерных изысканиях.

На рисунках 1–3 приведены графики сезонной динамики изменения положения трубопровода в течение зимнего и летнего периодов эксплуатации на расстоянии 1, 2, 3, 4 километров в первые два года [2].

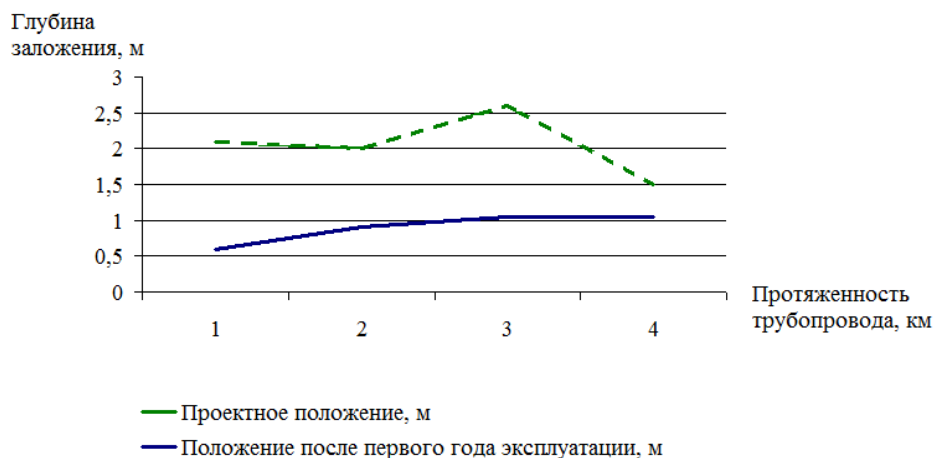


Рис. 1. Изменение расположения газопровода (первый год эксплуатации, зима)

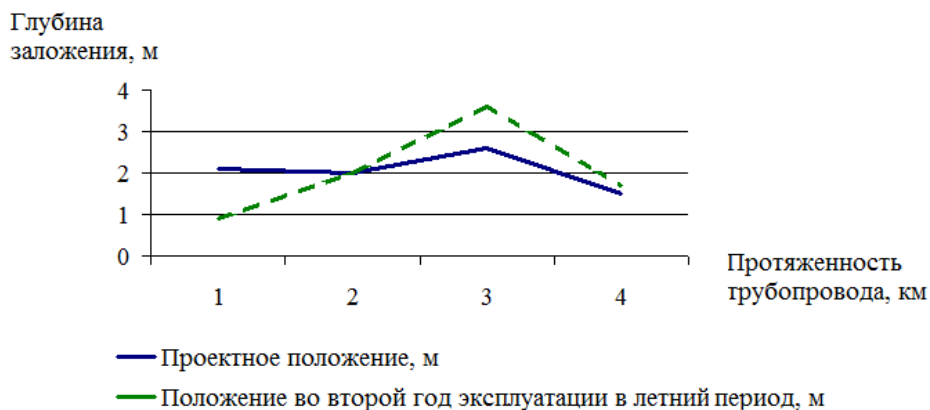


Рис. 2. Изменение расположения газопровода (второй год эксплуатации, лето)



Рис. 3. Изменение расположения газопровода (второй год эксплуатации, зима)

На графиках видно, что отклонение положения газопровода в летний и зимний периоды составляет 2,3 м, отклонение от положения по проекту составляет 1,45 м.

Положение трубопровода изменяется по сезонам, в летний период, согласно графику, трубопровод всплывает примерно на 1,2 м [2].

Бугры пучения оказывают серьезное влияние на трубопровод, в течение трех лет эксплуатации вдоль газопровода образовалось несколько новых пучинистых бугров. Радиусы кривизны бугров составляли примерно 200 м, на расстоянии 22 и 33 метров.

Возникновение бугров пучения вдоль трассы газопровода нарушило его проектное положение, газопровод сместился, во время эксплуатации образовалась чаша оттаивания, глубина которой 6 м [2].

Образование новых бугристых массивов подтверждает интенсивное воздействие на трубопровод на границе талых и мерзлых площадей, в результате которого могут возникнуть дополнительные нагрузки на трубопровод, что может привести к аварийной ситуации [3].

К буграм пучения, особенно тундровым, необходимо относиться более внимательно. Бугры пучения образуются в процессе разложения газовых гидратов, в результате которого происходит под землей взрыв смесей из льда и газа, что связано с потеплением климата.

Высоты бугров могут достигать десятков метров, а в диаметре — 2 км. При проведении инженерных изысканий нужно также учитывать «боковое» воздействие бугра пучения, которое происходит от наземной и подземной его составляющих.

Существует классификация деформаций магистральных трубопроводов, разработанная на основе комплексных инженерных работ (рис. 4) [3].

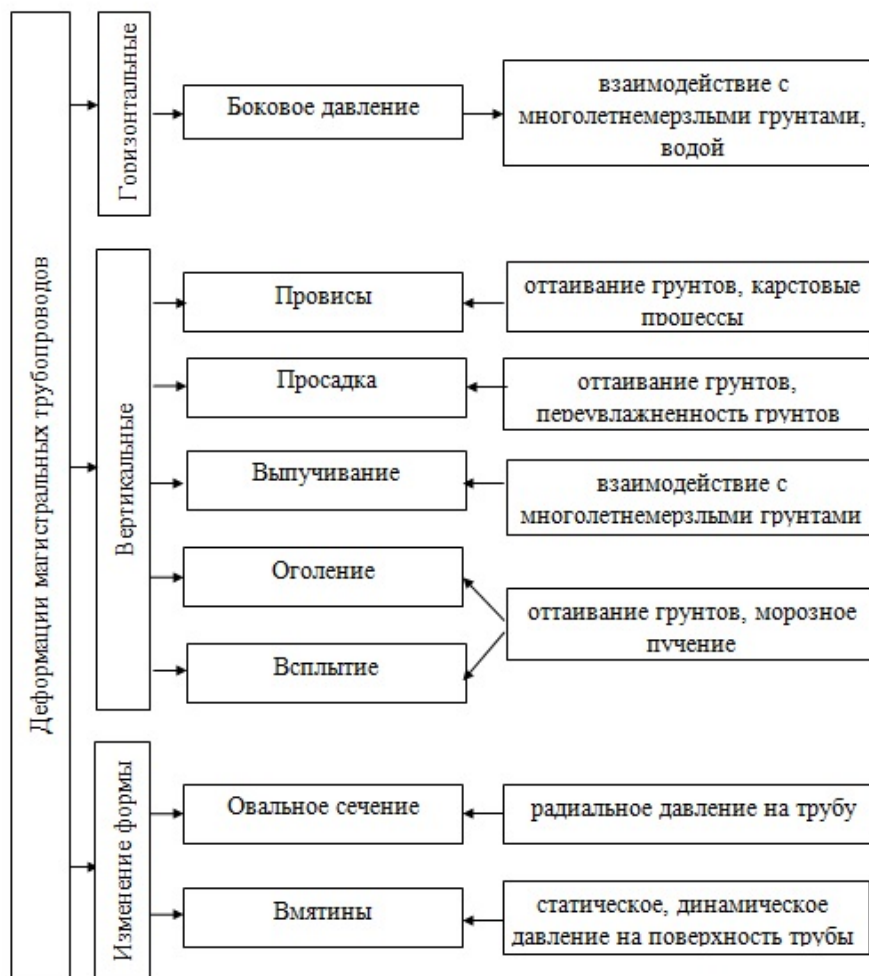


Рис. 4. Классификация деформаций магистральных трубопроводов

Для устойчивого развития таких районов необходимо проводить комплексный мониторинг, одним из показателей которого является температура поверхности и верхних слоев почвы.

На рисунке 5 приведено изменение среднегодовой температуры сезонно-талого слоя и воздуха на торфянике в течение пяти лет.

Построенные линии тренда на графике показывают, что среднегодовая температура сезонно-талого слоя зависит от температуры воздуха, подтверждают реакции геосистем на изменения климата.

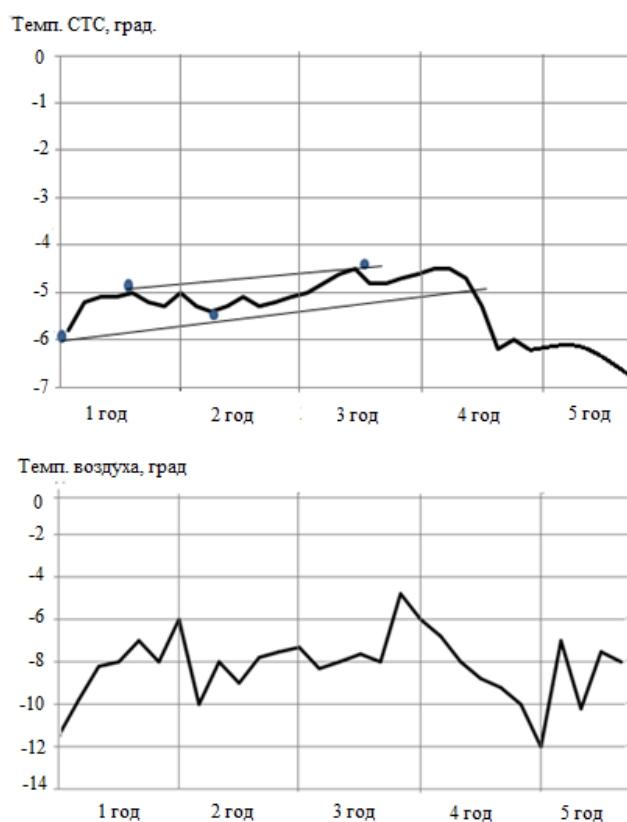


Рис. 5. Изменение среднегодовой температуры сезонно-талого слоя и воздуха по годам

В разных ландшафтных условиях повышение температуры пород изменяется от 0,4 до 1,3 °С. Тренд повышения температур составлял 0,01–0,03 °С в год [4].

Коэффициент корреляции 0,42–0,45, полученный в результате исследований подтверждает зависимость между температурой грунта и глубиной сезонного протаивания [5].

На температуру грунта оказывают влияние многие показатели: температура воздуха (T_v), температура газа (T_r), температура трубопровода, теплофизические параметры теплоизоляции и устройств термостабилизации.

Рабочие показатели температуры транспортируемого газа, которые зависят от физических условий движения и от теплового обмена с воздушной средой, оказывают влияние на температуру газопровода [6]. Исходя из таких данных, возможно построить модель изменения теплопроводности многолетнемерзлых грунтов.

$$T_{\text{грунта}} = F(T_{\text{в}}; T_{\text{г}}(T_{\text{в ср}}; T_{\text{г-вх}}; P_{\text{сргазопр}}; K_{\text{теплопроводности}});$$

$$T_{\text{труб}}(T_{\text{г}}; T_{\text{изол}}; T_{\text{термостабил}}).$$

Для построения модели также важен такой показатель, как глубина сезонного протаивания многолетнемерзлых пород под газопроводом.

$$\Delta Z (H_{\text{гр}}) = F(T_{\text{грунта}}; V_{\text{грунта(влажность)}}; h_{\text{снежного покрова}}).$$

Мощность сезонно-талого слоя, температура многолетнемерзлых грунтов зависят от многих параметров, поэтому необходимо оценивать изменение их современными методами прогнозирования геокриогенных рисков, такими как многолетний мониторинг, расчетные методы, численные методы, имитационное моделирование.

Недостаток их в том, что многие из них могут быть использованы для расчета на небольших участках протяженности газопровода.

Более высокую точность прогнозирования глубины протаивания дает вероятностно-статистическая модель мощности сезонно-талого слоя [6].

Количественную оценку влияния рассмотренных выше параметров на глубину сезонно-талого слоя дает метод расчета индекса криологического риска, который определяется от 0 до 100, делится на двенадцать категорий различного уровня опасности.

$$I_e = \Delta Z \cdot W \cdot S,$$

где I_e — индекс геокриологической опасности; ΔZ — глубина сезонного протаивания; W — процентное содержание льда в мерзлом грунте; S — коэффициент засоленности грунта.

Использование методов прогнозирования изменения глубины сезонно-талого слоя дает возможность прогнозировать антропогенный ущерб окружающей среде в местах строительства и эксплуатации газопровода.

Выводы

Эксплуатация газопроводов характеризуется механическим и тепловым взаимодействием между трубой и мерзлыми грунтами, которое приводит к активации геокриологических процессов. В свою очередь развитие геокриологических процессов влияет на надежность и устойчивость созданной технической системы.

Тепловое воздействие на грунт является основным фактором, который оказывает негативное влияние на геокриологические процессы, поэтому при создании инженерных проектов на территории Крайнего Севера необходимо учитывать данный фактор.

Многолетний геокриологический мониторинг северных территорий позволил установить, что техногенные нарушения бугров в результате изменения геокриологических условий максимально происходят на буграх пучения.

Глубина промерзания почвы увеличивается из-за нарушенного микрорельефа при снятии верхнего почвенного горизонта.

Межгодовая изменчивость сезонно-талого слоя составляет в среднем 20 %.

Значительную роль в изменении глубин сезонно-талого слоя играют магистральные газопроводы. В результате проведенных исследований выявлено воздействие температурного режима газопровода на почвенный покров.

Мерзлотные процессы постоянно активированы, поэтому необходим комплексный инженерный подход к строительству и эксплуатации магистральных трубопроводов в северных регионах.

Методы прогнозирования изменения глубины сезонно-талого слоя позволяют прогнозировать экологические и геокриологические риски при строительстве и эксплуатации газопроводов.

Список источников

1. Казанцева, Л. А. Экологические проблемы инженерного освоения Тюменского региона : учебное пособие / Л. А. Казанцева ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 67 с. – Текст : непосредственный.
2. Репин, А. С. О методике геопространственного мониторинга бугров пучения многолетнемерзлых пород / А. С. Репин. – DOI 10.33764/2411-1759-2021-26-3-28-35. – Текст : непосредственный // Вестник Сибирского государственного университета геосистем и технологий (СГУГИТ). – 2021. – Т. 26, № 3. – С. 28–35.
3. Васильчук, А. К. Особенности инженерных изысканий для строительства трубопроводов в пределах бугристых ландшафтов зоны спорадического распространения многолетнемерзлых пород / А. К. Васильчук, Ю. К. Васильчук. – Текст : непосредственный // Инженерные изыскания. – 2014. – № 9–10. – С. 4–12.
4. Васильчук, Ю. К. Миграционные бугры пучения в заполярной части криолитозоны Средней Сибири / Ю. К. Васильчук, А. К. Васильчук, Т. Ю. Репкина. – Текст : непосредственный // Инженерная геология. – 2013. – № 2. – С. 28–45.
5. Комплексный мониторинг северотаежных геосистем Западной Сибири = Complex monitoring of northern taiga geosystems in the Western Siberia : монография / Н. Г. Москаленко, Т. А. Бляхарчук, О. Е. Пономарева [и др.]. – Новосибирск : ГЕО, 2012. – 207 с. – Текст : непосредственный.
6. Анисимов, О. А. Вероятностно-статистическое моделирование мощности сезонно-талого слоя в условиях современного и будущего климата / О. А. Анисимов. – Текст : непосредственный // Криосфера Земли. – 2009. – Т. 13, № 3. – С. 36–44.

References

1. Kazantseva, L. A. (2015). *Ekologicheskie problemy inzhenernogo osvoeniya Tyumenskogo regiona*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 67 p. (In Russian).
2. Repin, A. S. (2021). Methods of geospatial monitoring of permafrost heave mounds. *Vestnik of the Siberian State University of Geosystems and Technologies (SSUGT)*, 26(3), pp. 28-35. (In Russian). DOI: 10.33764/2411-1759-2021-26-3-28-35
3. Vasil'chuk, A. C., & Vasil'chuk, Yu. K. (2014). Features of engineering surveys for construction of pipelines in palsa landscapes of the sporadic permafrost zone. *Engineering survey*, (9-10), pp. 4-12. (In Russian).
4. Vasilchuk, Yu. K., Vasilchuk, A. C., & Repkina, T. Yu. (2013). Palsas in the polar part of the middle Siberia permafrost zone. *Engineering geology world*, (2), pp. 28-45. (In Russian).
5. Moskalenko, N. G., Blyakharchuk, T. A., Ponomareva, O. E., Ustinova, E. V., Matyshak, G. V., Emel'yanova, L. G.,... Gravis, A. G. (2012). *Complex monitoring of northern taiga geosystems in the Western Siberia*. Novosibirsk, GEO Publ., 207 p. (In Russian).
6. Anisimov, O. A. (2009). Veroyatnostno-statisticheskoe modelirovanie moshchnosti sezonno-talogo sloya v usloviyakh covremennogo i budushchego klimata. *Earth's Cryosphere*, 13(3), pp. 36-44. (In Russian).

Информация об авторах

Пермяков Владимир Николаевич, доктор технических наук, профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Казанцева Людмила Анатольевна, кандидат геолого-минералогических наук, заведующая лабораторией кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Антипова Алена Николаевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры автомобильного транспорта, строительных и дорожных машин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, antipovaan@tyuiu.ru

Information about the authors

Vladimir N. Permyakov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Lyudmila A. Kazantseva, Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Alena N. Antipova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Motor Transport, Construction and Road Machinery, Industrial University of Tyumen, antipovaan@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 05.02.2022; одобрена после рецензирования 21.03.2022; принята к публикации 29.03.2022.

The article was submitted 05.02.2022; approved after reviewing 21.03.2022; accepted for publication 29.03.2022.

УДК 622.276.6

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-85-97

Факторы, влияющие на эффективность применения гелеобразующих дисперсных составов в химических методах увеличения нефтеотдачи

С. Ф. Мамбетов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
smambetov1978@gmail.com

Аннотация. Использование методов увеличения нефтеотдачи (МУН) оказывает существенное влияние на текущий уровень добычи углеводородов. Поэтому вопрос поддержания высокой эффективности их применения остается актуальным на всех этапах разработки месторождений.

В настоящее время в области потокоотклоняющих технологий и технологий выравнивания профиля приемистости разработано множество различных реагентов и композиций МУН, а также подходов и способов их применения. Выбор использования определенных способов воздействия на продуктивный пласт зависит от его геолого-физических условий (ГФУ), поэтому правильность этого выбора оказывает прямое влияние на эффективность применения технологий МУН.

В данной работе приведен анализ влияния определенных ГФУ на эффективность применения ПОТ с использованием гелеобразующих систем (ГОС), термоустойчивых гелеобразующих систем (ГОС (Т)) и гелеобразующих систем с наполнителями (ГОС-1АС).

В результате проведенной аналитической работы предопределены основные тенденции изменения эффективности применения вышеуказанных технологий в зависимости от таких показателей, как эффективная толщина пласта, его коллекторские свойства, объемы закачиваемых реагентов, расчлененность пласта, приемистость скважин до обработки и изменение их режима работы после обработки.

Основным выводом, полученным по итогам проведенных работ, является то, что на сегодняшний момент сложилась необходимость поиска или разработки новых подходов к реализации технологий физико-химических МУН, которые позволят решить две основных задачи: улучшить реологические характеристики сшитых полимерных систем и снизить себестоимость выполняемых работ с их применением.

Ключевые слова: нефть, потокоотклоняющие технологии, проницаемость, проводимость, эффективность, коллектор, приемистость

Для цитирования: Мамбетов, С. Ф. Факторы, влияющие на эффективность применения гелеобразующих дисперсных составов в химических методах увеличения нефтеотдачи / С. Ф. Мамбетов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-85-97 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 2. – С. 85–97.

Factors affecting the effectiveness of the application gel-forming dispersed compositions in chemical methods of oil recovery improvement

Sergey F. Mambetov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
smambetov1978@gmail.com

Abstract. The use of enhanced oil recovery (EOR) methods has a significant impact on the current level of hydrocarbon production. Therefore, the issue of maintaining the high efficiency of their application remains relevant at all stages of field development.

Currently, in the field of flow diverting technologies (FDT) and technologies for leveling the injectivity profile many different reagents and compositions of EOR have been developed, as well as approaches and methods of their application. The choice of using certain methods of influencing a productive formation depends on its geological and physical conditions (HFC), therefore, the correctness of this choice has a direct impact on the effectiveness of the use of EOR technologies.

This article is devoted to an analysis of the effect of certain HFCs on the efficiency of FDT use with the use of GFS gel-forming systems, heat-resistant GFS (T) gel-forming systems and GFS-1AS gel-forming systems with fillers.

As a result of the analytical work carried out, the main trends in the efficiency of the application of the above technologies were predetermined from different indicators, such as the effective thickness of the formation, its reservoir properties, the volume of injected reagents, the compartmentalization of the formation, the injectivity of wells before treatment and the change in their mode of operation after treatment.

The main conclusion, which is obtained based on the results of the work carried out, is that at the moment there is a need to search for or develop new approaches to the implementation of physical and chemical enhanced oil recovery methods, which will allow solving two main problems: improving the rheological characteristics of cross-linked polymer systems and reducing the cost of the work performed.

Keywords: oil, flow diverting technologies, permeability, conductivity, efficiency, reservoir, injectivity

For citation: Mambetov, S. F. (2022). Factors affecting the effectiveness of the application gel-forming dispersed compositions in chemical methods of oil recovery improvement. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 85-97. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-85-97

Введение

На современном этапе развития отечественная нефтяная промышленность переживает период, когда наряду с вводом в разработку новых залежей нефти большинство нефтяных месторождений находятся на поздних стадиях эксплуатации. В результате этого происходит постепенное изменение структуры разрабатываемых запасов нефти, в которых все большую долю занимают трудноизвлекаемые запасы [1]. Поэтому особенно актуальным становится вопрос повышения эффективности доизвлечения нефти зрелых месторождений с применением третичных методов добычи, в частности применением технологий физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН).

В условиях опережающей выработки активных запасов, как правило, сосредоточенных в наиболее проницаемой части коллектора, особо актуально использование потокорегулирующих методов воздействия на пласт, позволяющих сдерживать прорывы воды по зонам с лучшими фильтрационными свойствами и направлять фильтрацию закачиваемого агента на вытеснение нефти из низкопроницаемых слоев [2–5].

В Когалымском регионе большинство месторождений характеризуются сложным геологическим строением, многопластовостью, высокой расчлененностью, слоистой и зональной неоднородностью, что снижает эффективность традиционных ФХ МУН. При этом применяемые методы потокорегулирующего воздействия не всегда учитывают особенности гео-

логического строения пластов, текущее состояние разработки и не обеспечивают необходимого перераспределения потоков жидкости.

Ввиду многообразия геолого-физических особенностей нефтяных месторождений достижение необходимых результатов возможно при использовании адресных технологий для конкретных условий. В связи с этим важным направлением повышения эффективности методов увеличения нефтеотдачи является адаптация известных и создание новых технологий воздействия на пласты с учетом особенностей их строения и свойств используемых материалов [6].

На зрелых месторождениях, характеризующихся высоким обводнением добываемой продукции и уже довольно высокой выработкой запасов, из всех методов увеличения нефтеотдачи наиболее актуальными остаются ФХ МУН с применением так называемых «жестких» технологий. Потоко-отклоняющие композиции¹, используемые в подобных технологиях, могут быть обозначены как «дисперсно-содержащие составы» (ДС) [7–9].

Изучение материалов публикаций в научной печати доказательно демонстрирует перспективность закачек различных дисперсных составов в качестве эффективного метода увеличения нефтеотдачи пластов [8, 10–12]. На это указывает тот факт, что объемы внедрения методов, основанных на использовании таких составов, в настоящее время неизменно увеличиваются.

Назначением использования дисперсных частиц являются обеспечение механического, то есть максимально «жесткого» блокирования крупных пор и трещин пласта, их полное или частичное отключение из процесса фильтрации и перераспределение фильтрационных потоков закачиваемой в последующем воды в интервалы меньшей проницаемости и более высокой нефтенасыщенности [13]. Данный подход является наиболее действенным на поздних стадиях разработки месторождений, когда другие методы оказываются менее эффективными.

Объект и методы исследования

В настоящее время на месторождениях Когалымского региона технологии с использованием дисперсных составов получили широкое применение. На рисунке 1 отображено распределение общего количества скважино-обработок с использованием различных МУН, направленных на выравнивание профиля приемистости (ВПП) за период 2009–2020 годы. Как видно из рисунка, основную долю от общего количества скважино-обработок занимают осадко-гелеобразующие (осадкоГОС), гелеобразующие (ГОС) и эмульсионные (ЭСС+ЭС) технологии, содержащие в своем составе твердые мелкодисперсные частицы. Данные технологии в большинстве случаев применяются по пластам групп А и Б Вартовского и Сургутского сводов нефтегазовых месторождений Когалымского региона. Указанные группы пластов являются объектом аналитических исследований, изложенных в данной работе.

¹ Инструкция по применению технологии «Гелеобразующий состав – 1 Армированная Система» («ГОС-1АС») для целей повышения нефтеотдачи пластов / ТПП «Когалымнефтегаз». – Когалым, 2011.

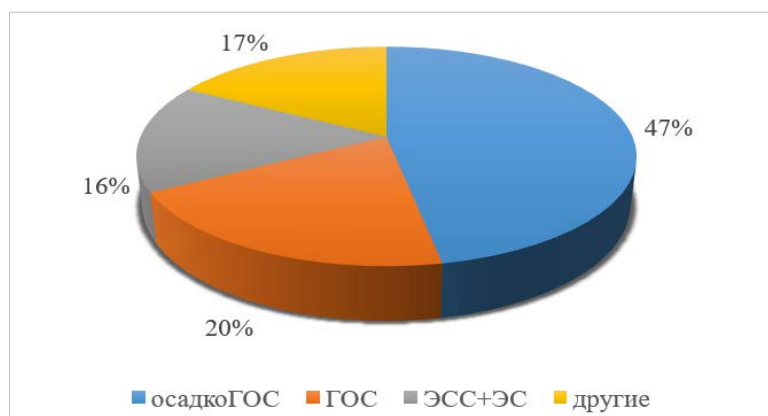


Рис. 1. Распределение количества обработок за период 2009–2020 годы

Для предотвращения снижения эффективности применения третичных методов добычи с применением МУН необходимо детальное рассмотрение критериев эффективности их применения, а также определение оптимальных условий и значений, при которых эффективность будет максимальной. С этой целью проведен анализ эффективности по трем видам технологий ВПП, применяемым на месторождениях Когалымского региона: гелеобразующие составы (ГОС), термогелеобразующие составы (ГОС (Т)) и гелеобразующие составы с дисперсным наполнителем (ГОС-1АС). Рассмотрены зависимости удельной эффективности от таких показателей, как эффективная толщина пласта, коллекторские свойства, объемы закачиваемых реагентов, расчлененность пласта, приемистость скважин до обработки и изменение их режима работы после обработки. По результатам анализа определены основные тенденции изменения эффективности проводимых обработок.

Экспериментальная часть

Анализ эффективности применения гелеобразующих составов (ГОС)

ГОС — шшитая полимерная система на водной основе, в состав которой входят полимер и его сшиватель. В качестве полимеров используют полиакриламида, в качестве сшивателя — преимущественно ацетат хрома. Технология ГОС позволяет готовить и закачивать плановые объемы композиции за счет программирования времени сшивки посредством изменения концентрации компонентов с учетом фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора обрабатываемого участка².

Эффективная толщина пласта. При превышении значения 25 м наблюдается тенденция снижения эффективности работ. Для ее роста требуется увеличение объемов закачки или повышение концентрации реагентов. Как следствие, происходит удорожание стоимости работ.

² Инструкция по применению технологии «Гелеобразующий состав» («ГОС») для целей повышения нефтеотдачи пластов / ТПП «Когалымнефтегаз». – Когалым, 2011.

Коллекторские свойства пласта. При пористости более 0,22 д.ед., проницаемости более 0,250–0,300 мкм² и проводимости пласта более 6,0 мкм²·м наблюдается тенденция снижения эффективности работ. Это связано с тем, что качество образования тампонирующего геля (гидрохимического барьера) снижается с увеличением коллекторских свойств пласта и, как следствие, ухудшаются его кольматирующие и адгезионные свойства. Для увеличения эффективности необходимо либо увеличивать объемы закачиваемых реагентов, либо использовать более «жесткие» гели за счет увеличения концентрации реагентов. В обоих случаях это приводит к удорожанию работ.

Объем закачиваемых реагентов. Зависимость имеет тенденцию к росту удельной эффективности с увеличением объема закачки до некоторого предела — 500–600 м³. Далее наблюдается снижение эффективности работ, и в диапазоне объемов закачки 800–900 м³ наблюдается максимальный ее спад. Дальнейшее увеличение объема закачки сшитых полимерных систем экономически нецелесообразно. Снижение эффективности обработок связано и объясняется улучшением ФЕС пласта, то есть повышением коллекторских свойств интервалов обработки. Необходимость в использовании больших объемов закачки потокоотклоняющего состава возникает при увеличении проницаемости коллектора. Высокие же фильтрационно-емкостные свойства, в свою очередь, создают менее благоприятные условия для качественного формирования и размещения водоизоляционного барьера из сшитых полимерных систем в высокопроницаемых интервалах. Для повышения эффективности воздействия требуются более «жесткие» изолирующие материалы.

Приемистость до обработки. Из общего количества скважино-обработок с использованием ГОС можно выделить три диапазона изменения средней эффективности работ. При приемистости скважины от 100 до 250 м³/сут эффективность обработок максимальна. При приемистости обработанных скважин в диапазоне 250–350 м³/сут эффективность снижается, и в диапазоне 350–480 м³/сут и более — имеет минимальные значения. Данная тенденция объясняется указанной выше причиной и влиянием коллекторских свойств пласта.

Изменение режима работы скважины после обработки. Для того чтобы созданный барьер сохранял свои рабочие свойства в поровом пространстве максимально долгий период времени, необходимо выдерживать определенный режим работы нагнетательной скважины после обработки, чтобы избежать эффекта размыва потокоотклоняющего геля. Анализ показал, что в зонах увеличения закачки после обработок по причинам увеличения типоразмера штуцера или увеличения давления нагнетания возрастает вероятность получения отрицательных значений эффективности. Максимальная эффективность достигается, когда приемистость после закачки ГОС поддерживается на уровне 50–260 м³/сут. Резкое снижение эффективности после обработки наблюдается по скважинам с закачкой 410 м³/сут и более.

Для предотвращения подобного влияния необходимо улучшение реологических свойств закачиваемых полимерных систем — увеличение начального градиента сдвига, что достигается за счет увеличения концентрации полимера, но это приводит к увеличению стоимости обработок.

Анализ эффективности применения ГОС (Т)

Технология ГОС (Т) аналогична ГОС, отличие заключается в том, что в данной технологии применяется полимер, имеющий лучшую реологию и термостабильность. За счет этого применение технологии возможно на участках объектов с пластовой температурой более 85 °С. Однако стоимость данного полимера в 1,7 раза выше стандартного.

Эффективная толщина пласта. Как и в случае с ГОС, при превышении значения 25 м наблюдается тенденция снижения эффективности работ. Для повышения эффективности необходимо увеличение объемов закачки реагентов или концентрации ингредиентов состава.

Коллекторские свойства пласта. Аналогично ГОС наблюдается тенденция снижения средней эффективности работ при пористости более 0,21 д.ед. Наибольшая эффективность достигается при проницаемости коллектора 0,150–0,200 мкм². При больших проницаемостях вероятность получения высоких удельных эффектов снижается. Зависимость удельной эффективности от проводимости также показывает наличие аналогичного тренда: при проводимости более 1,0 мкм²·м наблюдается снижение эффективности работ, при проводимости более 2,5 мкм²·м — эффективность работ минимальная.

Объемы закачиваемых реагентов. Зависимость имеет тенденцию к росту эффективности с увеличением объема закачки в пределах до 600–650 м³. Далее идет снижение средней эффективности работ, то есть и в этом случае наблюдается та же тенденция, что и для обычных ГОС.

Приемистость до обработки. Предельным значением результативного применения ГОС (Т) следует считать 300 м³/сут, так как большинство скважин, показавших положительный эффект, имели начальную приемистость в пределах указанного значения.

Изменение режима работы скважины после обработки. Анализ показал, что допустимые значения увеличения закачки после обработок ГОС (Т) не должны превышать 25–30 м³/сут от приемистости до обработки. Превышение указанных значений приводит к размыву сформированного водоизоляционного барьера. Для предотвращения данного процесса, как и в случае ГОС, необходимо увеличение начального градиента сдвига применяемых полимерных систем, что возможно за счет увеличения концентрации полимера.

Анализ эффективности применения ГОС-1АС

Технология ГОС-1АС отличается от гелеобразующих технологий тем, что в ее составе используют оторочки суспензий с наполнителями (глина, мел, древесная мука и т. д.), которые чередуются при закачке с оторочками растворов сшитых или несшитых полимеров. Данная технология относится к разряду «жестких» ФХ МУН. При сшивке ПАА в присутствии распушенной древесной муки образуется пространственно сшитая сетка макромолекул полимера с повышенными структурно-механическими свойствами [9, 14]. Необходимо отметить, что глина, мел или древесная мука в термобарических пластовых условиях не разлагаются. Зоны, куда они проникли, необратимо коагулируются. Данный механизм воздействия и отмеченные факторы выводят технологии применения полимер-дисперсно-волоконистых систем в разряд наиболее «жестких». Следовательно, приме-

няют их на более поздних стадиях выработки объектов: при обводненности 80–98 % и отборах от НИЗ 80 % и более [4]. Технологическая эффективность^{3,4} рассматриваемых методов ВПП на западносибирских месторождениях составляет 500–2 600 т/скв-обработ. [4, 10, 14–16] и, как и у других технологий, снижается по мере увеличения выработки запасов.

Эффективная толщина пласта. Для технологии ГОС-1АС также характерна тенденция к снижению эффективности воздействия с увеличением эффективной мощности пласта. Эффективная толщина при которой происходит снижение эффективности воздействия ГОС-1АС составляет 37 м. Это выше чем для ГОС и ГОС(Т), так как дисперсный наполнитель кольматирует высокопроницаемые каналы фильтрации, тем самым способствуя перенаправлению полимерного состава в менее проницаемые зоны продуктивного пласта как по вертикали, так и по глубине проникновения.

Коллекторские свойства пласта. В результате анализа установлено, что в области значений пористости 0,10–0,15 д.ед. происходит снижение эффективности воздействия ГОС-1АС. Обработки низко успешны или нерезультативны при проницаемостях менее 0,1 мкм² и наиболее эффективны при значениях более 0,5 мкм². Такие данные объясняются наличием кольматанта в применяемом составе. В низко пористых коллекторах с пониженной проницаемостью наличие дисперсных частиц не позволяет охватить воздействием весь доступный диапазон пор. Поэтому наиболее вероятная причина снижения эффективности обработок ГОС-1АС в зоне пониженных ФЕС — это недостаточная кольматация низкопроницаемых поровых каналов полимерной составляющей системы.

Проводимость также влияет на эффективность работ. При росте ее значений выше 6,0 мкм²·м наблюдается тенденция снижения показателей эффективности. Удельная эффективность работ на 1 м³ закачки реагентов имеет аналогичное граничное значение проводимости — 6,1 мкм²·м. Возможным путем повышения эффективности технологии ГОС-1АС может быть увеличение объемов закачки первых оторочек полимера. Но это приведет к увеличению стоимости проводимых работ.

Объем закачиваемых реагентов. В рассматриваемом случае наблюдается тенденция роста удельной эффективности обработок с увеличением объема закачки в пределах до 700–750 м³. Дальнейшее увеличение объемов закачки экономически не привлекательно, так как не приводит к существенному росту удельной эффективности по дополнительной добыче в расчете на 1 м³ закачки реагентов.

Приемистость до обработки. Максимальная эффективность отмечается по скважинам с начальной приемистостью 100–400 м³/сут. При дальнейшем увеличении приемистости в диапазоне 400–600 м³/сут наблюдается снижение удельной эффективности, а при начальной приемистости более 650–700 м³/сут эффективность становится минимальной.

³ Результаты внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи : [презентация] / ООО «ЖогалымНИПИнефть», 2010.

⁴ Технология проведения работ по снижению обводненности путем закачки армированного сапропеля гелеобразующего полимерного состава (ГОС-1АС) / ООО «Прогресснефтесервис». – Жогалым, 2007. – С. 19.

Изменение режима работы скважины после обработки. Как и в предыдущих случаях, поддержание оптимального режима работы скважины после обработки способствует положительной динамике показателей эффективности обработок ГОС-1АС. Анализ показал допустимые значения увеличения закачки после обработки: не более чем на 25–30 м³/сут от первоначальной приемистости. Превышение указанных значений приводит к снижению продолжительности полученного эффекта.

Результаты и обсуждение

На рисунках 2–5 на примере технологии ГОС-1АС приведены визуализированные данные о наблюдаемых тенденциях влияния рассмотренных геолого-промысловых показателей на эффективность ФХ МУН.

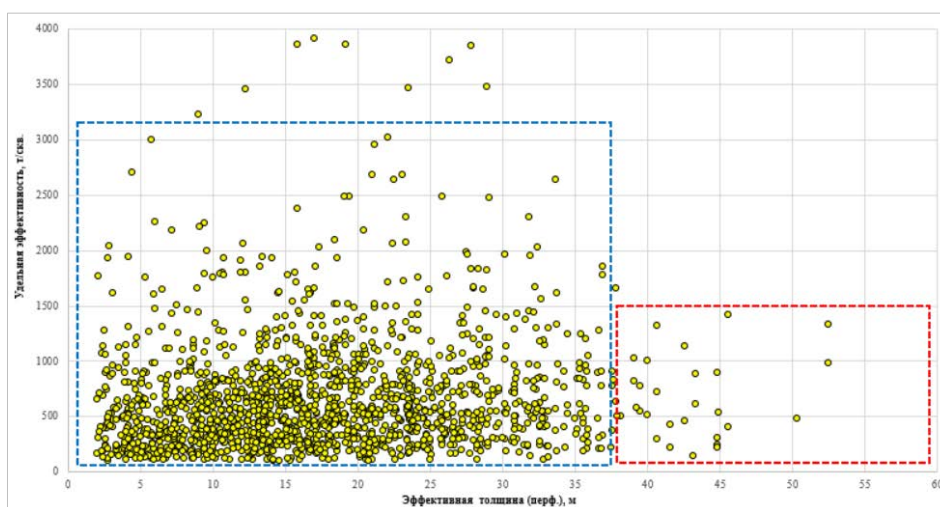


Рис. 2. Эффективность обработок в диапазонах эффективных перфорированных толщин пластов

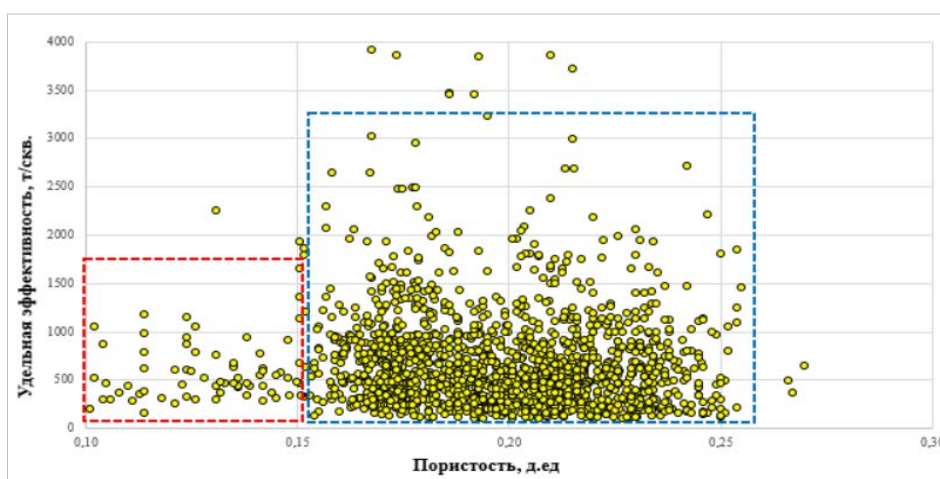


Рис. 3. Эффективность обработок в диапазонах пористости коллектора

Точками на графиках обозначены обработанные скважины, синими прерывистыми линиями ограничены выделяющиеся области наиболее эффективных обработок, красными прерывистыми — области менее эффективных обработок. Отметим, что выборки скважин весьма представительны для статистического анализа и позволяют объективно судить о наблюдаемых фактах. Отмеченные закономерности не носят четких корреляционных зависимостей, но подтверждают указанные выше тенденции.

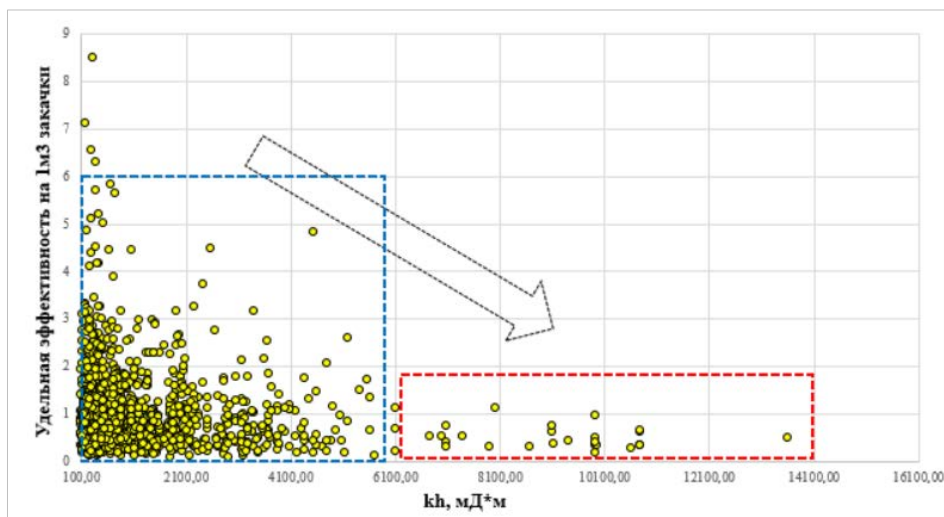


Рис. 4. Эффективность обработок в диапазонах проводимости пластов

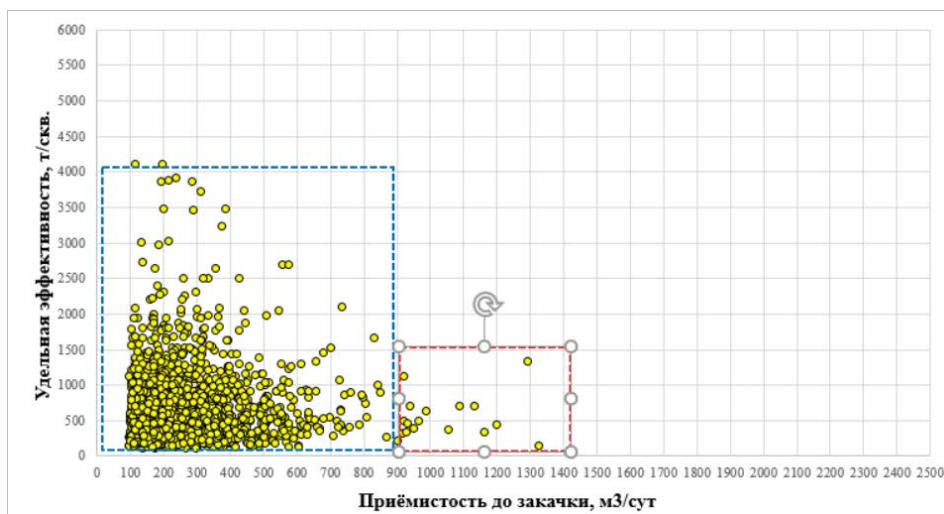


Рис. 5. Эффективность обработок в диапазонах приемистостей скважин перед закачкой реагента

В целом анализ показал, что эффективность использования дисперсно-содержащего состава ГОС-1АС более высока в сравнении со сшитыми

полимерными системами, особенно в зонах с повышенными ФЕС. Однако в дополнение к отмеченному в отношении этого состава необходимо упомянуть еще один фактор, причем негативный. Это оседание в ряде случаев на забое обработанных скважин, вплоть до частичного перекрытия интервалов перфорации, твердых дисперсных частиц, в качестве которых использовался мел тонкого помола или глинопорошок. Такие случаи неизбежны при использовании суспензий, содержащих тяжелые твердые частицы, особенно при длительных закачках или при вынужденных остановках этого процесса. Решением данной проблемы может послужить разработка состава, содержащего легкие и, возможно, гидрофобные дисперсные частицы, например мелко измельченный торф или его аналоги.

Выводы

Как показал анализ, существует ряд определенных параметров, которые в разной степени оказывают влияние на показатели эффективности ФХ МУН. Наиболее значимыми из них являются следующие:

- эффективная толщина продуктивного пласта;
- коллекторские свойства, в частности пористость и проводимость пласта;
- объем закачиваемых реагентов;
- приемистость скважины перед обработкой;
- изменение режима работы скважины после обработки.

Для каждого из указанных параметров определены значения, при которых показатели эффективности достигают своих максимальных значений, остаются неизменными либо начинают снижаться или повышаться.

Решение вопросов повышения технико-экономической эффективности применения рассмотренных ФХ МУН сводится к необходимости выполнения двух основных условий:

1) оптимизация реологических и потокорегулирующих свойств сшитых полимерных систем за счет увеличения их вязкостно-прочностных характеристик, включая применение дисперсных частиц с требуемыми свойствами;

2) одновременное снижение себестоимости скважино-обработок.

Выполнение данных условий позволит:

1) поднять эффективность применения ФХ МУН за счет повышения устойчивости сшитых полимерных и полимер-дисперсных систем к сдвиговым нагрузкам, характеризуемой градиентом сдвига и адгезией к породе, в том числе и при изменении режимов закачки воды в скважину после обработки;

2) снизить количество повторных обработок ФХ МУН в календарном году, что будет достигнуто увеличением периода длительности эффекта;

3) исключить негативные осложнения в виде пересыпки забоев скважин.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что на сегодняшний день сложилась необходимость поиска или разработки новых подходов к реализации технологий ФХ МУН, основанных на применении сшитых и несшитых полимерных, а также полимер-дисперсных составов, ко-

торые удовлетворяли бы отмеченным условиям. Перспективным направлением поиска, на наш взгляд, могут быть исследования составов на основе как традиционных сшиваемых полиакриламидов, так и карбокси- и других производных целлюлозы, а в качестве дисперсных наполнителей — легкие гидрофобные частицы. Несомненный интерес представляют композиции комплексного воздействия, включающие указанные компоненты, а также поверхностно-активные вещества.

Список источников

1. Аллахвердиев, Э. И. Повышение нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. И. Аллахвердиев, А. М. Гасымлы. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 2009. — № 7. — С. 31–32.
2. Алтунина, Л. К. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. — Текст : непосредственный // Нефтеотдача. Специальное приложение к журналу «Нефть и капитал». — 2002. — № 5. — С. 28–35.
3. Алтунина, Л. К. / Комплексная гель-технология ограничения водопритока с применением гелеобразующих систем / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. — Текст : непосредственный // Бурение и нефть. — 2003. — № 10. — С. 20–23.
4. Рамазанов, Р. Г. Эффективность и перспективы применения химических методов увеличения нефтеотдачи для стабилизации добычи нефти / Р. Г. Рамазанов, Ю. В. Земцов. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2002. — № 1. — С. 34–35.
5. Рамазанов, Р. Г. Результаты применения химических технологий для регулирования заводнения в ОАО «ЛУКОЙЛ» / Р. Г. Рамазанов, А. А. Фаткуллин. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 4. — С. 38–40.
6. Черепанова, Н. А. Совершенствование потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи терригенных коллекторов : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Черепанова Наталья Алексеевна. — Уфа, 2008. — 147 с. — Текст : непосредственный.
7. Газизов, А. Ш. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений с применением полимердисперсных систем и других реагентов / А. Ш. Газизов, Л. А. Галактионова, А. А. Газизов. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 1995. — № 2–3. — С. 29–34.
8. Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи / А. Ш. Газизов, Л. А. Галактионова, В. С. Адыгамов, А. А. Газизов. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 1998. — № 2. — С. 12–14.
9. Применение технологии на основе древесной муки для повышения нефтеотдачи и изоляции притока воды / Ю. В. Баранов, И. Г. Нигматуллин, Р. Х. Низамов [и др.]. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 1998. — № 2. — С. 24–28.
10. Перспективы применения дисперсных и осадкообразующих составов потокоотклоняющего действия при извлечении нефти из коллекторов юрских отложений Западной Сибири / В. В. Мазаев, В. В. Андрианов, В. М. Александров, Р. Н. Асмандияров. — Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : сборник докладов XII научно-практической конференции. — Ханты-Мансийск, 2009. — Т. 2. — С. 72–81.
11. Применение методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений ОАО «Татнефть» / Р. С. Хисамов, И. Н. Файзуллин, Р. Р. Ибатуллин, Е. Д. Подымов. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 7. — С. 32–35.
12. Земцов, Ю. В. Эффективность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в Западной Сибири / Ю. В. Земцов, А. В. Баранов, А. О. Гордеев. — Текст : непосредственный // Тюмень : Тюменский дом печати, 2016. — № 2. — С. 239–255.

13. Земцов, Ю. В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор) : монография / Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев. – Екатеринбург : Издательские решения, 2021. – 240 с. – Текст : непосредственный.
14. Баранов, Ю. В. Технология применения волокнисто-дисперсной системы — новое перспективное средство повышения нефтеотдачи неоднородных пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Ю. В. Баранов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 3. – С. 29–31.
15. Кондаков, А. Инновации для КИН / А. Кондаков, С. Гусев, И. Мурзин // Нефть России. – Текст : непосредственный. – 2012. – № 9. – С. 51–54.
16. Ситулин, Ю. Б. Результаты применения потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи при извлечении слабодренлируемых запасов нефти на месторождениях мамонтовской группы ООО «РН-Юганскнефтегаз» / Ю. Б. Ситулин, В. В. Мазаев. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : сборник докладов : XI научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2008. – Т. 2. – С. 373–382.

References

1. Allakhverdiev, E. I., & Gazimly, A. M. (2009). Increase of reservoir oil recovery with hard-extracted oil reserves. *Oilfield Engineering*, (7), pp. 31-32. (In Russian).
2. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2002). Primenenie termotropnykh geley dlya povysheniya nefteotdachi. *Special'noe prilozhenie k zhurnalu "Neft' i capital"*, (5), pp. 28-35. (In Russian).
3. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2003). Kompleksnaya gel'-tekhnologiya ograniicheniya vodopritoka s primeneniem geleobrazuyushchikh sistem. *Burenie i neft'*, (10), pp. 20-23. (In Russian).
4. Ramazanov, R. G. & Zemtsov, V. (2002). Effektivnost' i perspektivy primeneniya khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi dlya stabilizatsii dobychi nefti. *Oil Industry*, (1), pp. 34-35. (In Russian).
5. Ramazanov, R. G., & Fatkullin, A. A. (2004). Results of application of chemical technologies for flooding regulation in LUKOIL OAO. *Oil Industry*, (4), pp. 38-40. (In Russian).
6. Cherepanova, N. A. (2008). Sovershenstvovanie potokootklonyayushchikh tekhnologiy uvelicheniya nefteotdachi terrigennykh kollektorov. *Diss. ... kand. techn. nauk*. Ufa, 147 p. (In Russian).
7. Gazizov, A. Sh., Galaktionova, L. A. & Gazizov, A. A. (1995). Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy s primeneniem polimerdispersnykh sistem i drugih khimreagentov. *Oilfield Engineering*, (2-3), pp. 29-34. (In Russian).
8. Gazizov, A. Sh., Galaktionova, L. A. Adigamov, V. S., & Gazizov, A. A. (1998). Application of polymer-dispersed systems and their modifications for oil recovery enhancement. *Oil Industry*, (2), pp. 12-14. (In Russian).
9. Baranov, Yu. V., Nigmatullin, I. G., Nizamov, R.H., Mardanov, A. F., Shpurov, I. V., Ramazanov, R. G., & Kasimov, R. S. (1998). Application of technology based on wooden flour for oil recovery enhancement and water influx isolation. *Oil Industry*, (2), pp. 24-28. (In Russian).
10. Mazaev, V. V., Andrianov V. V., Alexandrov, V. M., & Asmandiyarov, R. N. (2009). Perspektivy primeneniya dispersnykh i osadkoobrazuyushchikh sostavov potokootklonyayushchego deystviya pri izvlechenii nefti iz kollektorov yurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO - Yugry: sbornik dokladov XII nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom. 2. Khanty-Mansiysk*, pp. 72-81. (In Russian).
11. Khisamov, R. S., Faizullin, I. N., Ibatullin, R. R., & Podymov, E. D. (2010). Application of enhanced oil recovery methods on Tatneft OAO Fields. *Oil Industry*, (7), pp. 32-35. (In Russian).
12. Zemtsov, V., Baranov, A. V., & Gordeev, A. O. (2016). Efficacy of physico-chemical methods of enhanced oil recovery in Western Siberia. *Tyumen, Tyumen House Press*, (2), pp. 239-255. (In Russian).
13. Zemtsov, Yu. V. (2021). *Sovremennoe sostoyanie fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi (literaturno-patentnyy obzor)*. Ekaterinburg, Izdatel'skie resheniya Publ., 240 p. (In Russian).

14. Baranov, Yu. V. (1995). Tekhnologiya primeneniya voloknisto-dispersnoy sistemy - novoe perspektivnoe sredstvo povysheniya nefteotdachi neodnorodnykh plastov s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefii. Oilfield Engineering, (3), pp. 29-31. (In Russian).
15. Kondakov, A., Gusev, S., & Murzin, I. (2012). Innovatsii dlya KIN. Neft' Rossii, (9), pp. 51-54. (In Russian).
16. Situllin, Yu. B., & Mazaev, V. V. (2008). Rezul'taty primeneniya potokootklonyayushchikh tekhnologiy uvelicheniya nefteotdachi pri izvlechenii slabodreniruemykh zapasov nefii na mestorozhdeniyakh mamontovskoy gruppy OOO "RN-YUganskneftegaz". Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO - Yugry: sbornik dokladov XI nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom. 2. Khanty-Mansiysk, pp. 373-382. (In Russian).

Информация об авторе

Мамбетов Сергей Фанилович,
соискатель кафедры разработки нефтяных
и газовых месторождений, Тюменский ин-
дустриальный университет, г. Тюмень,
smambetov1978@gmail.com

Information about the author

Sergey F. Mambetov, Applicant for the
Department of Development of Oil and Gas
Fields, Industrial University of Tyumen, smam-
betov1978@gmail.com

Статья поступила в редакцию 02.12.2021; одобрена после рецензирования 10.03.2022;
принята к публикации 17.03.2022.

The article was submitted 02.12.2021; approved after reviewing 10.03.2022; accepted for publica-
tion 17.03.2022.

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

УДК 53.083.8

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-98-111

Разработка концепта мультифазного расходомера

**Н. А. Шулаев, С. Г. Никулин, Р. Б. Аубакиров, Я. В. Пурицкис*,
К. А. Мотаев**

*Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
380nmgck@gmail.com

Аннотация. В нефтегазовой промышленности можно выделить несколько проблем, которые влияют на развитие отрасли: низкое качество нефтепродуктов и малые темпы применения новых технологий, что непосредственно отражается на экономической составляющей производства. В настоящее время ведутся разработки мультифазных расходомеров, однако создание универсального прибора до сих пор является нерешенной задачей, а существующие разработки требуют постоянных калибровок на месторождениях. Основной проблемой при расчете расхода флюида является определение процентного содержания компонент в проходящей смеси. Использование излучения рентгеновского диапазона позволяет решить большинство технических проблем, а также определить состав с достаточно высокой точностью. Расходомеры, использующие данную концепцию, малоприменимы.

Целью исследования является теоретическое обоснование применимости излучения рентгеновского диапазона в определение состава проходящего потока.

В ходе выполнения работы были проведены поиск и анализ табличных данных, характеризующих взаимодействие излучения с веществом. В результате были определены приемлемые источники характеристического излучения. Следующим шагом мы смоделировали структуру флюида и вывели систему уравнений, с помощью которой можно определить плотности, совместно с существующими приборами, а также коэффициентов, определяемых экспериментальным путем. Результатом исследования является решаемая система уравнений, а также первичное моделирование рассматриваемой газожидкостной смеси при ламинарном течении. Итогом проведенной работы является получение теоретического подтверждения актуальности использования прибора, основывающегося на данной концепции, последующее добавление детекторов характеристического излучения поможет определить химический состав флюида.

Ключевые слова: коэффициент ослабления, моделирование, мультифазный расходомер, интенсивность, рентгеновское излучение, процентное содержание, флюид

Для цитирования: Разработка концепта мультифазного расходомера / Н. А. Шулаев, С. Г. Никулин, Р. Б. Аубакиров [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-98-111 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 2. – С. 98–111.

Development of the concept of a multiphase flow meter

**Nikita A. Shulaev, Sergey G. Nikulin, Rustam B. Aubakirov,
Janis V. Puritskis*, Kirill A. Motaev**

Abstract. In the oil and gas industry, several problems can be identified that affect the subsequent rates of development of the relevant industry: low quality of oil products and low rates of application of new technologies, which directly slows down the country's economic component. Currently, the development of multiphase flow meters is underway, however, the creation of a universal device is still an unsolved problem, and the existing developments require calibrations. The main problem in calculating the flow rate of the fluid is the determination of the density of the components of the passing mixture. The use of X-ray radiation allows you to solve most of the technical problems, as well as to determine the density with a high accuracy. Flow meters using this concept are of little use.

The purpose of the study of our work is to update the applicability of the use of the X-ray range in determining the density of the passing flow. In the course of the work, a search and analysis of tabular data characterizing the interaction of radiation with matter was carried out, according to the results of which acceptable sources of characteristic radiation were determined. In the next step, we modeled the structure of the fluid and derived a system of equations that allows one to determine the densities using existing instruments, as well as constants that are determined experimentally.

The result of the research is a solvable system of equations, as well as primary modeling and determination of the component, quantitative composition of the gas-liquid mixture under consideration in laminar flow. The result of this work is to obtain a theoretical confirmation of the relevance of using the device based on this concept, the subsequent addition of characteristic radiation detectors will also help to determine the chemical composition of the fluid.

Keywords: attenuation factor, simulation, multiphase meter, intensity, x-ray, percentage, fluid

For citation: Shulayev, N. A., Nikulin, S. G., Aubakirov, R. B., Puritskis, J. V., & Motayev, K. A. (2022). Development of the concept of a multiphase flow meter. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 98-111. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-98-111

Введение

В течение большого промежутка времени добывающая промышленность стремилась изобрести систему, которая бы могла обеспечить определение компонентного состава протекающего мультифазного потока через трубопровод в режиме реального времени, а также определять физические параметры для соответствующей газожидкостной смеси [1].

Разработка многофазного расходомера позволит точно описывать концентрацию и плотность каждой фазы флюида, протекающего по трубопроводу. Это ускорит технологический процесс по анализу данных и сепараций соответствующей фазы для последующей реализации товарной нефти по критериям рынка, а также позволит использовать все полезные ископаемые при переработке сырья.

В настоящее время уже получены конкретные исследования в этой области и большинство из существующих проблем решены. Однако использование СВЧ-излучения, которое сильно зависит от внешних факторов, и гамма-излучения, которое опасно, вследствие некорректной эксплуатации не выгодно. Альтернатива этим разработкам — использование рентгеновских трубок, которые, в свою очередь, сочетают в себе преимущества обеих концепций. Использование данного диапазона длин волн позволит достаточно точно описать характеристики исследуемого газожидкостного потока в трубопроводе.

Косвенный расчет характеристик потока, состоящего из двух и более фаз, сложен в моделировании, ввиду учета различных явлений и взаимодействия компонентов между собой, поэтому необходимо проводить прямые измерения плотностей и структур потока для объективного описания.

Объект и методы исследования

Источник рентгеновского излучения

Существует два типа рентгеновского излучения, получаемых искусственным путем. Одно из них можно получить в результате торможения электронов в электрическом поле, при этом энергия не квантуется, и, следовательно, мы получаем немонохроматическое, тормозное излучение. Можно получить второй тип рентгеновского излучения, основная энергия которого будет находиться в узком диапазоне длин волн. Если определенный атом облучить частицами высоких энергий, то электрон, выбитый из внутренней оболочки атома вследствие соударения, образует вакансию, которую займет электрон из внешней оболочки, при этом излучается фотон с энергией, равной разнице энергий между энергетическими уровнями — характеристическое излучение. У отдельного атома есть свой уникальный набор энергетических уровней, поэтому у каждого элемента различается частота рентгеновских лучей. Соответствующий тип излучения будет рассматриваться как основной источник информации о флюиде.

Рентгеновские трубки

В настоящее время конструкция рентгеновских трубок мало отличается от предшествующих моделей и представляет собой электронную лампу, обладающую высоким напряжением. Основными элементами устройства является корпус, имеющий окно, состоящее из слабо поглощающего материала, катод — источник электронов, на него обычно подается высокий потенциал, и анод, на котором происходит торможение заряженных частиц, материал последнего определяет спектральный состав рентгеновского излучения и содержит тормозную и характеристическую составляющие. Для спектральной интенсивности излучения, испускаемого рентгеновской трубкой, можно записать выражение [2, 3]

$$I(\lambda) = (I_\lambda + \sum_i v(\lambda - \lambda_i) I_i) \exp(-\mu_{Be}(\lambda) \rho_{Be} d_{Be}), \quad (1)$$

где $v(\lambda - \lambda_i)$ — функция, принимающая значение 1 при $\lambda = \lambda_i$ и значение 0 при всех прочих λ ; μ_{Be} — массовый коэффициент поглощения излучения с длиной волны λ в бериллии; ρ_{Be} — его плотность; d_{Be} — толщина бериллиевого окна.

При теоретическом моделировании спектральной интенсивности трубок с помощью зависимости (1) необходимо знать соотношение тормозной I_λ и характеристической I_i составляющей рентгеновского излучения.

Для оценки зависимости соотношения интенсивностей характеристической и тормозной составляющих первичного рентгеновского излучения от атомного номера материала анода и напряжения на рентгеновской трубке предложена формула [4]

$$N_{\lambda} = AZ \left(\frac{\lambda_0 - 1}{\lambda^2} \right), \quad (2)$$

где A — константа, определяемая из эксперимента; Z — атомный номер элемента, на котором происходит рассеяние.

Используя теоретический материал из работы В. Г. Павлинского [4], перепишем выражение (3), проведя анализ для тормозного излучения: «поскольку нас интересует спектральная интенсивность тормозного излучения, соответствующая линии i характеристического спектра, то в этом уравнении следует принять, что $\lambda = \lambda_i$. Тогда $\lambda/\lambda_0 = \lambda_i/\lambda_0$, или, считая в первом приближении, что $\lambda_i \approx \lambda_q$, (где λ_q — длина волны, соответствующая энергии связи электронов q -оболочки), получаем, что $\lambda/\lambda_0 \approx \lambda_q/\lambda_0 = V_0/V_q = U_0$ ». То есть

$$N_{\lambda} \approx AZ \frac{U_0 - 1}{\lambda_i^2} Rf(\chi). \quad (3)$$

Из уравнения (3) можно сделать следующие выводы:

- 1) контрастность характеристических линий быстро падает с ростом атомного номера материала анода;
- 2) контрастность растет с ростом напряжения на рентгеновской трубке.

Виды коэффициентов поглощения

Есть три вида коэффициента поглощения: электронный, частичный, атомный коэффициент поглощения [5–7]. Кратко рассмотрим каждый из них.

Электронный коэффициент представляет собой вероятность поглощения пучка рентгеновского излучения сечением 1 см^2 одним электроном атома, расположенного в пределах этого сечения. Размерность этого коэффициента, см^2

$$\tau_e = \frac{W_T/T}{I} = \frac{\pi^3 e^2 R^2 \overline{E}^2}{2mc^2 n^4 \overline{E}^2} Z^4 \lambda^3 = C \lambda^3 Z^4, \quad (4)$$

где $\frac{\overline{E}^2}{\overline{E}^2} = \frac{8}{\pi^2}$ — постоянная величина.

Из выражения (4) можно заметить, что зависимость электронного коэффициента поглощения пропорциональна длине волны в третьей степени (λ^3) и зарядовому числу поглощающего вещества в четвертой степени (Z^4).

Частичный коэффициент истинного поглощения τ_q для некоторой оболочки вещества q определяется выражением (4), прямо пропорционален количеству электронов n_q данной оболочки, таким образом, коэффициент можно записать как $\tau_e n$.

Для атомного коэффициента истинного поглощения τ_a при условии $\lambda < \lambda_K$ справедливо выражение

$$\tau_a = \tau_K + \tau_{L1} + \tau_{L2} + \dots = (C_K + C_{L1} + C_{L2} + \dots) \lambda^3 Z^4 = C_a \lambda^3 Z^4. \quad (5)$$

Следует обратить внимание на то, что атомный коэффициент истинного поглощения, равно как электронный и частичный, имеет размерность $[\tau_a] = \text{см}^2$. Иными словами, атомный коэффициент истинного поглощения представляет собой поперечное сечение, в пределах которого рентгеновское излучение обязательно поглотится атомом.

В общем случае для процесса взаимодействия получается сложное выражение, определяющее число случаев dW/dt поглощения рентгеновских фотонов некоторой оболочкой атома в единицу времени. После некоторых упрощений для частичного коэффициента поглощения рентгеновских фотонов К-оболочкой найдена простая зависимость [4]

$$\tau_K = 32\lambda r_o \left(\frac{4}{3}\right) \left(\frac{\lambda}{\lambda_K}\right)^{\frac{5}{2}} f(\xi), \quad (6)$$

где r_o — длина томсоновского рассеяния.

Переменная (ξ) , введенная Штоббе

$$\xi \approx \sqrt{\frac{\lambda}{\lambda_K - \lambda}}. \quad (7)$$

Общее действие этих процессов в основном определяется ослаблением рентгеновского излучения в веществе. Атомный коэффициент ослабления получается из суперпозиций τ_a — атомного коэффициента поглощения и σ_a — атомного коэффициента рассеивания

$$\mu_a = \tau_a + \sigma_a. \quad (8)$$

Когда атомный номер вещества $Z > 20$, то рассеиванием можно пренебречь, в остальных случаях его нужно учитывать. В нашем случае им пренебрегать нельзя.

Ослабление интенсивности излучения определяется

$$I_x = I_0 \exp(-\mu_x x), \quad (9)$$

$$\mu_x = \rho \mu_m,$$

где μ_x — линейный коэффициент ослабления.

Линейный коэффициент не всегда удобно использовать, для этого придумали массовый коэффициент ослабления μ_m .

$$I_x = I_0 \exp(-\mu_m \rho_s), \quad (10)$$

где $\rho_s = \rho x$ — поверхностная плотность поглощающегося вещества.

Детектор рентгеновского излучения

Существует два вида детекторов рентгеновского излучения: визуализация и измерение дозы излучения. Рассмотрим каждый из них [4].

Детекторы, которые могут измерять дозу облучения, такие как счетчик Гейгера, ионизационные камеры и дозиметры. С их помощью можно будет регистрировать интенсивность рентгеновского излучения, проходящего через вещество. Единственное, что необходимо, это большая разрешающая способность таких счетчиков и высокая чувствительность, малое мертвое время. Данный процесс можно продолжать длительное время.

Детекторы, построенные на визуализации распределения интенсивности рентгеновского излучения, такие как фотопластины, люминофорные пластины и полупроводниковые детекторы, применимы, так как могут дать информацию об интенсивности излучения, но имеют ряд ограничений, связанных с постоянным мониторингом потока жидкости и газа [8].

Вопрос о том, что нужно использовать, остается актуальным, тут все зависит от программного обеспечения и особенностей каждого из детекторов.

Результаты и обсуждение

Постановка задачи и допущения

С использованием рентгеновского излучения возможно создать расходомер [9, 10]. Для доказательства этой теории обратимся к теоретической составляющей, описывающей взаимодействие излучения с веществом. А конкретно изучим его свойства и проникающие способности.

Рассматривая формулу Ламберта — Бугера — Бера [11], можно понять, что интенсивность излучения будет уменьшаться. В формуле фигурирует показатель ослабления интенсивности, который включает в себя поглощение и рассеивание света. Когда атомный номер элемента больше 20, рассеиванием пренебрегают. В нашем случае им пренебрегать нельзя, так как атомный номер основных исследуемых элементов меньше 20. Теория показывает, что для нашей задачи существует необходимая длина волны, при которой можно различить все элементы, находящиеся во флюиде; в этом мы убедимся ниже. Необходимо в формуле Ламберта — Бугера — Бера учесть и количество вещества, через которое пройдет излучение, ведь оно тоже даст соответствующий вклад.

Из информации о составе флюида на разных месторождениях можно сделать вывод, что количество примесей незначительно¹, а большую часть по объему составляет углерод [12, 13]. И, соответственно, необходимо подобрать такую длину волны, при которой поглощение будет минимально для углерода. Результатом выбора будут экономия энергии и более точные расчеты.

При постановке задачи необходимо ввести допущения, учитывающие основные факторы, влияющие на экспериментальные результаты. А также необходимо рассмотреть геометрию, характерную для поставленной задачи.

¹ Большая Российская энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bigenc.ru/geology/text/4010811>.

Работа установки основывается на схеме, приведенной на рисунке 1.

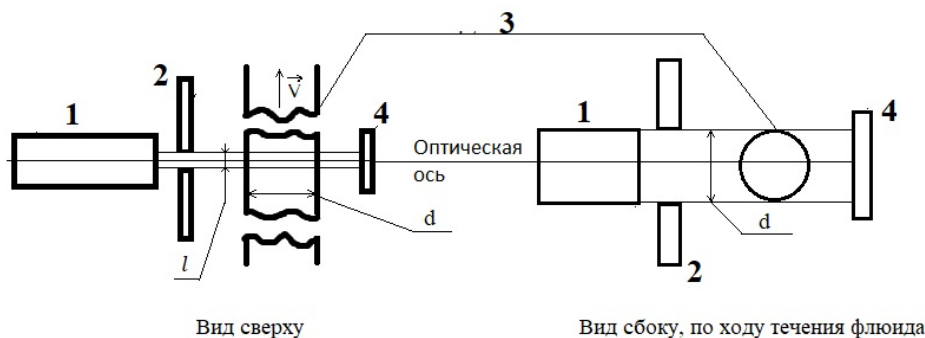


Рис. 1. Работа установки: 1 — источник рентгеновских лучей; 2 — коллиматор; 3 — сечение трубы; 4 — регистратор интенсивности

Принцип работы устройства основывается на поглощении, рассеивании и переизлучении электромагнитных волн рентгеновского диапазона

$$\lambda = 10^2 \sim 10^{-3} \text{ нм.} \quad (11)$$

В общем случае μ — коэффициент ослабления излучения, включает в себя зависимость от многих параметров, основной вклад при этом вносят рассеяние и поглощение на определенной частоте излучения. В свою очередь, эти процессы зависят от интенсивности излучения, структуры, состава вещества и т. д. Немаловажным фактором является характеристическое излучение, являющееся следствием переизлучения веществом кванта энергии со своим характерным спектром, по которому можно судить о химическом составе вещества и флуктуации плотности.

Таким образом, коэффициент μ можно представить в виде функции от многих параметров:

$$\mu = \mu(\lambda, F_1, F_2, F_3, \dots, F_n). \quad (12)$$

При постановке задачи ограничимся рассмотрением коэффициента ослабления μ , зависящим только от поглощения излучения на фиксированной длине волны, то есть будем считать, что падающая на вещество волна является монохроматической, а остальными факторами мы пренебрегаем. Их влияние можно рассмотреть, как позже включив их в μ . Значения массовых коэффициентов ослабления в длинноволновой области света от длины волны излучения можно определить из таблицы.

Приведенная таблица была получена путем анализа данных [14, 15]. Критерием выбора является возможность создания электродов из элемента источника (верхняя строка таблицы). Наличие коэффициента ослабления для элементов, входящих в состав флюида (левый столбец).

**Массовые коэффициенты ослабления в длинноволновой
области рентгеновского спектра**

Элемент	Cu	C	Zr	Fe	Be
Линия	La	Ka	Mξ	La	Ka
λ , Å	13,34	44,7	81,1	17,59	114
H	0,02	0,66	3,6	–	12
C	2,51	45	11,05	5,59	21,2
N	4,3	3,94	16,2	7,89	36,5
O	5,3	6,25	26	10	56
Ar	4,07	45,6	11,1	7,1	19,5
Fe	7,86	10,8	41	–	59
Ni	8,81	49,8	–	–	–

Анализ таблицы показывает, что оптимальным элементом для наших целей является Cu, обладающий относительно низким массовым коэффициентом для характерных элементов. А также данная длина волны позволяет различить основные входящие элементы.

Следующим вводимым нами допущением является то, что лучи, исходящие из источника, при прохождении через коллиматор, являются параллельными. Это является следствием того, что длина волны излучения $\lambda \sim 10^{-7}$ м существенно меньше размера щели $l \sim 10^{-3}$ м, расхождение составляет по меньшей мере 4 порядка, поэтому явлением дифракции на щели мы пренебрегаем, более того, характерный размер исследуемой области мал, по сравнению с углом расхождения луча, что говорит о верности допущения.

Одной из важных особенностей рентгеновского излучения является то, что коэффициент преломления близок к единице, однако меньше его.

Дело в том, что частоты электромагнитных колебаний для рентгеновского диапазона значительно больше частот собственных колебаний электронов в атомах и, следовательно, в формуле (без учета затухания) [15]

$$n^2 - 1 = \frac{4\pi Ne^2}{m \cdot (\omega_0^2 - \omega^2)}. \quad (13)$$

При этом частотой колебаний атомов в веществе можно пренебречь, тогда

$$n^2 = 1 - \frac{4\pi Ne^2}{m\omega^2}. \quad (14)$$

Считая, что ω^2 — велико, то можно считать, что отличие коэффициента преломления мало от единицы $n = 1 - 10^{-6}$. Поэтому отклонением от прямолинейного распространения света при прохождении его через границу раздела двух сред мы пренебрегаем.

А также не учитываем дифракцию внутри вещества, так как для газожидкостной смеси отсутствует какая-либо атомная решетка, следовательно, отсутствует четкая периодичность структуры вещества.

В общем случае геометрия задачи сводится к нахождению количества элементарных структур заданного размера, условные ячейки или «пиксели» в срезе трубы. Данное приближение является технически обоснованным в силу того, что регистрация проходящего излучения производится при помощи фотоматриц, имеющих характерные размеры $\sim 10^{-3}$ мм.

Кроме того, считаем, что некоторые данные и физические величины мы можем получать с помощью других приборов, поэтому при решении задачи можно не ограничиваться в уравнениях.

При первоначальном решении полагаем, что детектор регистрирует излучение настолько быстро, что смещение вещества внутри трубы не происходит в процессе регистрации интенсивности излучения.

Резюмируя вышесказанное, можно выделить следующие допущения:

- 1) μ зависит только от коэффициента поглощения вещества, другими явлениями, связанными с взаимодействием рентгеновского излучения с веществом, пренебрегаем;
- 2) преломлением света при прохождении через вещество пренебрегаем;
- 3) рассматриваем систему в дискретном виде;
- 4) рассматриваем стационарную задачу;
- 5) флюид состоит только из трех фаз, физические свойства которых определяются усреднением этих величин для каждого компонента, входящего в состав фазы;
- 6) рассматриваемый поток является эмульсионным.

Основные формулы и законы

Как и для любого другого излучения, поглощение электромагнитной волны в среде, в зависимости от расстояния, пройденного ею в среде, описывается законом Бугера — Ламберта — Бера [11]:

$$I = I_0 e^{-\mu x}. \quad (15)$$

Как уже говорилось в допущениях, рассматриваем только монохроматическое излучение, поэтому интенсивность характерна только для этой длины волны.

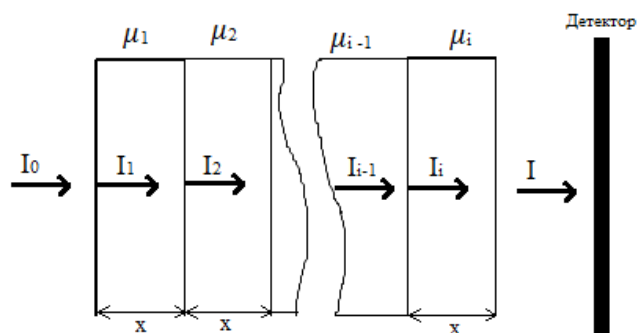


Рис. 2. Ослабление света при прохождении через слои вещества

При этом в формуле Бугера — Ламберта — Бера I_0 для второго слоя будет являться интенсивностью, оставшейся после прохождения первого слоя. Таким образом, при выходе из второго слоя уравнение примет вид

$$I_2 = I_1 e^{-\mu_2 x} = I_0 e^{-\mu_1 x} e^{-\mu_2 x} = I_0 e^{-(\mu_1 + \mu_2)x}. \quad (16)$$

При дальнейшем рассмотрении всех слоев итоговая интенсивность, приходящая на детектор, будет равна

$$I = I_0 e^{-x \sum_{n=1}^i \mu_i} . \quad (17)$$

Откуда можно выразить сумму μ_i

$$-\frac{\ln \frac{I}{I_0}}{x} = \sum_{n=1}^i \mu_i. \quad (18)$$

Учитывая, что флюид состоит из 3 фаз, для каждой из которой определен свой коэффициент ослабления, таким образом, $\sum_{n=1}^i \mu_i$ можно разбить на 3 слагаемых, каждое из которых характеризует соответствующую фазу

$$-\frac{\ln \frac{I}{I_0}}{x} = \mu_{\text{H}} \sum_{n=1}^m n^{\text{H}} + \mu_{\text{r}} \sum_{n=1}^k n^{\text{r}} + \mu_{\text{B}} \sum_{n=1}^Z n^{\text{B}}. \quad (19)$$

Выполнив суммирование, получим следующее уравнение:

$$\Delta = \mu_{\text{H}} m_{\text{H}} + \mu_{\text{F}} k_{\text{F}} + \mu_{\text{B}} z_{\text{B}}, \quad (20)$$

где $\Delta = -\frac{\ln \frac{I}{I_0}}{x}$, m_n , k_r , z_b — число ячеек, занимаемое, соответственно, нефтью, газом, водой; μ_n , μ_r , μ_b — коэффициенты ослабления для нефти, газа, воды.

Формула (10) показывает зависимость результирующего коэффициента ослабления от количества ячеек занимаемой каждой фазой в одной строке, выделенного нами слоя в постановке задачи.

Если рассматривать все строки, то можно составить следующую систему из i уравнений [16, 17]:

[illegible]

где $\Delta_i = -\frac{\ln \frac{I_i}{I_0}}{x}$.

Суммируя все уравнения каждого исследуемого слоя и деля их на число всех ячеек N в рассматриваемой области, система переписывается в виде

$$\mu_n \varepsilon_n + \mu_r \varepsilon_r + \mu_b \varepsilon_b = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^i \Delta_j. \quad (22)$$

Учитывая, что мы используем плоский детектор, правая часть определится по формуле (22)

$$\sum_{j=1}^i \Delta_j = \sum_{k=1}^s \sum_{j=1}^i -\frac{\ln \frac{I_{jk}}{I_0}}{x}, \quad (23)$$

где s — число слоев; i — число строк в каждом слое.

Уравнение (24) является линейным относительно содержания, которое нам необходимо найти. В системе фигурируют три неизвестных, поэтому необходимо дополнить решение еще двумя уравнениями. Для этого воспользуемся законом сохранения массы, а также тем фактом, что суммарное относительное количество вещества в системе равно 1, в итоге дополнительные уравнения имеют вид

$$\begin{cases} \varepsilon_n + \varepsilon_r + \varepsilon_b = 1 \\ V\rho_n \varepsilon_n + V\rho_r \varepsilon_r + V\rho_b \varepsilon_b = m \end{cases}, \quad (24)$$

где V — объем исследуемой области; m — суммарная масса исследуемой области; ρ_n, ρ_r, ρ_b — соответствующие характерные плотности каждой фазы.

Решением задачи при введенных нами допущениях является система (24)

$$\begin{cases} \mu_n \varepsilon_n + \mu_r \varepsilon_r + \mu_b \varepsilon_b = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^i \Delta_j \\ \varepsilon_n + \varepsilon_r + \varepsilon_b = 1 \\ V\rho_n \varepsilon_n + V\rho_r \varepsilon_r + V\rho_b \varepsilon_b = m \end{cases}. \quad (25)$$

Сложная сумма описывает соотношение интенсивностей, приходящихся на всю фотоматрицу. Поэтому уменьшение размера регистрирующего пикселя влечет за собой усложнения расчетов, но при этом повышает точность выходных данных. Это является важным для нас, поэтому система уравнений (25) в полной мере описывает явления, происходящие в нашей задаче с учетом введенных нами допущений.

Выводы

В ходе выполнения работы были сделаны следующие выводы.

- Рассматриваемые нами допущения хоть и не учитывают все особенности взаимодействия рентгеновского излучения с веществом, но позволяют составить систему уравнений, учитывающую основные особенности. Данная система является решаемой методом Крамера или другим.
- Выбранный нами способ дискретизации позволяет с достаточной точностью учитывать все компоненты, входящие в состав флюида.

• Параметры, входящие в уравнения, должны быть определены достаточно точно, что требует разработки соответствующих методик, однако этого можно избежать, если собрать достаточные статистические данные при работе с различными флюидами в области рентгеновского диапазона. Следующим шагом в нашей работе будет проведение исследований в рентгеновском диапазоне. Это позволит выявить новые особенности во взаимодействии и набрать статистические данные.

В дальнейшем планируется избавиться от ряда допущений и произвести переход к нестационарному эмульсионному [19] режиму потока, который присутствует при движениях газожидкостной смеси в горизонтально расположенной трубе [20] при малых значениях скорости движения флюида.

Список источников

1. Брилл, Дж. П. Многофазный поток в скважинах / Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи ; перевод с английского Ю. В. Русских ; под редакцией М. Н. Кравченко. – Ижевск : Ин-т компьютерных исследований, 2006. – 384 с. – Перевод изд.: *Multiphase Flow in Wells* / James P. Brill, Nemanta Mukherjee, Richardson, 1999. – Текст : непосредственный.
2. Блохин, М. А. Физика рентгеновских лучей / М. А. Блохин. – 2-е изд., перераб. – Москва : Гостехиздат, 1957. – 518 с. – Текст : непосредственный.
3. Блохин, М. А. Рентгеновское излучение / М. А. Блохин. – Текст : непосредственный // *Физическая энциклопедия* : [в 5 т.] / Гл. ред. А. М. Прохоров. – Москва : Большая российская энциклопедия, 1994.
4. Павлинский, Г. В. Основы физики рентгеновского излучения / Г. В. Павлинский. – Москва : Физматлит, 2007. – 240 с. – Текст : непосредственный.
5. Русаков, А. А. Основы рентгенографии металлов : в 3 частях. Часть 1 / А. А. Русаков, В. Н. Яльцев. – Москва : МИФИ, 1994. – 172 с. – Текст : непосредственный.
6. Русаков, А. А. Основы рентгенографии металлов : в 3 частях. Часть 2 / А. А. Русаков, В. Н. Яльцев. – Москва : МИФИ, 1994. – 60 с. – Текст : непосредственный.
7. Русаков, А. А. Основы рентгенографии металлов : в 3 частях. Часть 3 / А. А. Русаков, В. Н. Яльцев. – Москва : МИФИ, 1994. – 152 с. – Текст : непосредственный.
8. Рид, Р. С. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд ; перевод с английского, под ред. Б. И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Ленинград : Химия : Ленингр. отделение, 1982. – 592 с. – Перевод изд.: *The properties of gases and liquids* / Robert C. Reid, John M. Prausnitz, Thomas K. Sherwood. New York etc., 1977. – Текст : непосредственный.
9. Киттель, Ч. Введение в физику твердого тела / Ч. Киттель ; перевод с английского А. А. Гусева и А. В. Пахнева ; под общей редакцией А. А. Гусева. – Москва : Наука, 1978. – 792 с. – Перевод изд.: *Introduction to solid state physics* / Charles Kittel. New York, 1976. – Текст : непосредственный.
10. Звонарев, С. В. Основы математического моделирования : учебное пособие / С. В. Звонарев. – Екатеринбург : Изд-во Уральского университета, 2019. – 112 с. – Текст : непосредственный.
11. Ландсберг, Г. С. Оптика : учебное пособие / Г. С. Ландсберг. – 6-е изд., стер. – Москва : Физматлит, 2003. – 848 с. – Текст : непосредственный.
12. Плотникова, И. Н. Элементный состав нефти и рассеянного органического вещества и методы его изучения : учебно-методическое пособие / И. Н. Плотникова ; Казанский (Приволжский) федеральный университет. – Казань : Казанский университет, 2012. – 25 с. – Текст : непосредственный.
13. Чеников, И. В. Химия и физика нефти : учебное пособие / И. В. Чеников ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар : КубГТУ, 2010. – 292 с. – Текст : непосредственный.
14. Блохин, М. А. Рентгеноспектральный справочник / М. А. Блохин, И. Г. Швейцер. – Москва : Наука, 1982. – 376 с. – Текст : непосредственный.
15. Ракобольская, И. В. Ядерная физика / И. В. Ракобольская. – Москва : Изд-во Московского ун-та, 1971. – 296 с. – Текст : непосредственный.

16. Кузнецов, Д. С. Специальные функции : учебное пособие / Д. С. Кузнецов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1965. – 423 с. – Текст : непосредственный.
17. Ильин, В. А. Линейная алгебра : учебник / В. А. Ильин, Э. Г. Позняк. – 4-е изд. – Москва : Наука. Физматлит, 1999. – 296 с. – Текст : непосредственный.
18. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В. А. Мамаев, Г. Э. Одишария, Н. И. Семенов, А. А. Точигин. – Москва : Недра, 1969. – 208 с. – Текст : непосредственный.
19. Toski, E. Evolution of multiphase flow measurements and their impact on operational management / E. Toski, B. V. Hansen, D. Smith. – Schlumberger, 2003.

References

1. Brill, J. P., & Mukherjee, H. (1999). Multiphase Flow in Wells. Richardson, Texas, First Printing Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 150 p. (In English).
2. Blokhin, M. A. (1957). Fizika rentgenovskikh luchey. Moscow, Gostekhizdat Publ., 518 p. (In Russian).
3. Blokhin, M. A. X-ray radiation (1994). Physical encyclopedia : [in 5 volumes]. Moscow, Great Russian Encyclopedia Publ. (In Russian).
4. Pavlinskiy, G. V. (2007). Osnovy fiziki rentgenovskogo izlucheniya. Moscow, Fizmatlit Publ., 240 p. (In Russian).
5. Rusakov, A. A., & Yaltsev, V. N. (1994). Osnovy rentgenografii metallov: v 3 chastyah. Chast' 1. Moscow, MIFI Publ., 172 p. (In Russian).
6. Rusakov, A. A., & Yaltsev, V. N. (1994). Osnovy rentgenografii metallov: v 3 chastyah. Chast' 2. Moscow, MIFI Publ., 60 p. (In Russian).
7. Rusakov, A. A., & Yaltsev, V. N. (1994). Osnovy rentgenografii metallov: v 3 chastyah. Chast' 2. Moscow, MIFI Publ., 152 p. (In Russian).
8. Reed, R., Prausnitz, J., & Sherwood, T. (1977). The properties of gases and liquids. New York etc., 592 p. (In English).
9. Kittel, Ch. (1976). Introduction to solid state physics. New York, 792 p. (In English)
10. Zvonarev, S. V. (2019). Osnovy matematicheskogo modelirovaniya. Ekaterinburg, Ural University Publ., 112 p. (In Russian).
11. Landsberg, G. S. (2003). Optika, 6th edition. Moscow. Fizmatlit Publ., 848 p. (In Russian).
12. Plotnikova, I. N. (2012). Elementnyy sostav nefti i rasseyannogo organicheskogo veshchestva i metody ego izucheniya. Kazan, Kazan University Publ., 25 p. (In Russian).
13. Chenikov, I. V. (2010). Khimiya i fizika nefti. Krasnodar, Kuban State University Publ., 292 p. (In Russian).
14. Blokhin, M. A., & Shveytser, I. G. (1982). Rentgenospektral'nyy spravochnik. Moscow, Nauka Publ., 376 p. (In Russian).
15. Rakobol'skaya, I. V. (1971). Yadernaya fizika. Moscow, Moscow University Publ., 296 p. (In Russian).
16. Kuznetsov, D. S. (1965). Spetsial'nye funktsii. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 423 p. (In Russian).
17. Il'in, V. A., & Poznyak, E. G. (1999). Lineynaya algebra. 4th edition. Moscow, Nauka. Fizmatlit Publ., 296 p. (In Russian).
18. Mamaev, V. A., Odishariya, G. E., Semenov, N. I., & Tochigin, A. A. (1969). Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v trubakh. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).
19. Toski, E., Hansen, B. V., & Smith, D. (2003). Evolution of multiphase flow measurements and their impact on operational management. Schlumberger. (In English).

Информация об авторах

Information about the authors

Шулаев Никита Анатольевич,
студент, Тюменский государственный
университет, г. Тюмень

Nikita A. Shulaev, Student, Universi-
ty of Tyumen

Никулин Сергей Геннадьевич,
заведующий базовой кафедрой расходо-
метрии нефти и газа, Тюменский государ-
ственный университет, г. Тюмень

Аубакиров Рустам Бауржанович,
студент, Тюменский государственный
университет, г. Тюмень

Пурицкис Янис Валдисович,
студент, Тюменский государственный
университет, г. Тюмень, 380nmgck@
gmail.com

Мотаев Кирилл Анатольевич,
студент, Тюменский государственный
университет, г. Тюмень

Sergey G. Nikulin, Head of the Basic
Department of Oil and Gas Flow Metering,
University of Tyumen

Rustam B. Aubakirov, Student, Uni-
versity of Tyumen

Janis V. Puritskis, Student, Universi-
ty of Tyumen, 380nmgck@gmail.com

Kirill A. Motaev, Student, University
of Tyumen

Статья поступила в редакцию 13.01.2022; одобрена после рецензирования 14.02.2022;
принята к публикации 28.02.2022.

The article was submitted 13.01.2022; approved after reviewing 14.02.2022; accepted for publica-
tion 28.02.2022.

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

- сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
- экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
- заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
- сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.

2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.

3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.

4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumnig.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.

Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), интервал — одинарный, абзац — 0,5 см.

- Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation.

Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом.

В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать $\frac{1}{3}$ общего объема рукописи.

5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- реферат объемом от 120 слов. Включает актуальность темы исследования, постановку проблемы, цели исследования, методы исследования, результаты и ключевые выводы — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

• **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.

• **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.

• **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

• **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

• **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

• **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

- **Библиографический список.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (Библиографический список, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Библиографический список и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

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

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна
только с письменного разрешения редакции.**

**Ссылка на научно-технический журнал
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»
обязательна!**

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumnig.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indentation — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.

- Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and English.

8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5–10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature

on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.

- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.100–2018) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

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

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only
with the written permission of the publisher.
Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

«Пресса России»:

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — А. С. Коленикова
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2408.
Подписано в печать 13.05.22. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 7,59. Усл. печ. л. 11,2.

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 2408.
Signed to print 13.05.22. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 7,59. Conventional printed sheets 11,2.
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.