

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

1 (163)
Январь — февраль 2024

1 (163)
January — February 2024

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

The Journal Founders

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

Редакция

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

Editorial office

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

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

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

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

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

- **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)
- **1.6.11.** Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **1.6.11.** Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические 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 publication is intended for university professors, graduate and postgraduate students, employees of research and design institutes, scientific centres, engineering and technical personnel of oil and gas production companies and service 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:

- **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)
- **1.6.11.** Geology, Prospecting, Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **1.6.11.** Geology, Prospecting, Exploration and Exploitation (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, действительный член Российской академии естественных наук, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

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

Агиней Руслан Викторович, д. т. н., профессор, ректор, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

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

Атаманов Байраммурад Яйлымович, д. т. н., ректор, Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашхабад (Туркменистан)

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

Гречев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

Дьяконов Александр Анатольевич, д. т. н., доцент, ректор, Альметьевский государственный нефтяной университет, г. Альметьевск

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

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор кафедры материаловедения и технологий конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кузеев Исандер 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

Мартынов Виктор Георгиевич, к. г.-м. н., д. э. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, ректор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

Молдабаева Гульназ Жаксылымовна, д. т. н., академик КазНАЕН, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы (Республика Казахстан)

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., советник по геологии ФАУ «ЗапСибНИИГГ», 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

Рогачев Михаил Константинович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

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-Но, 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)

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

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

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

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief

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

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

Ruslan V. Aginey, Doctor of Engineering, Professor, Rector, Ukhta State Technical University, Ukhta

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

Bayrammurad Ya. Atamanov, Doctor of Engineering, Rector, Yagshygeldi Kakayev International University of Oil and Gas, Ashgabat (Turkmenistan)

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

Sergey I. Grachev, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

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

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

Aleksandr A. Dyakonov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Rector, Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk

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 at 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

Victor G. Martynov, Candidate of Geology and Mineralogy, Doctor of Economics, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Rector, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

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

Arslan V. Nasybullin, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Consultant in Geology of the West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics FAU, 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

Mikhail K. Rogachev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

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)

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

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

Клочков Ю. С.
Слово ректора 11

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Абдрашитова Р. Н., Бердова Д. В., Полуянов М. Г., Заватский М. Д.,
Тюльков М. А.

**Факторы формирования гидрогоеохимических условий
подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов
западной части Западно-Сибирского мегабассейна** 14

Александров А. С., Бешенцев В. А., Альжанова А. С.
**Временная изменчивость химического состава вод
скважины Черкашинской № 36-РГ
(Тобольский район Тюменской области)** 30

Бембель С. Р., Рогожнева В. О., Уткин Н. В.
**Обоснование подхода к поиску и разведке продуктивных
объектов на примере анализа территорий Красноленинской
и Ангаро-Ленской нефтегазоносных областей** 42

Козырев В. И., Васильев Ю. В.
**Влияние фильтрационной неоднородности горных пород
на прогнозные расчеты при подсчете запасов
пресных подземных вод Нефтеюганского месторождения** 59

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Алекберов Р. Р., Вольф А. А.
**Step-rate-test как одна из стратегий для управления закачкой
пластовых вод. Проектирование и мониторинг** 71

Босиков И. И., Мазко А. И., Сафаралеева Ю. У.
**Применение глин Герпегежского месторождения
для производства готовых композиций, используемых
при приготовлении буровых растворов** 80

Эфендиев Г. М., Молдабаева Г. Ж., Бастриков С. Н., Кирисенко О. Г.,
Сыздыков А. Х., Тузельбаева Ш. Р., Балуанов Б. А.

**Статистический анализ и принятие решений по повышению
эффективности мероприятий по ограничению водопритоков
в добывающих скважинах в условиях неопределенности** 92

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

Бурьян Ю. А., Квасов И. Н., Сорокин В. Н., Александров М. А.

**Гидравлический привод с автоколебательным режимом работы
для поршневого скважинного насоса** 108

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

Мамаева Н. Л., Петров С. А.

**Оценка воздействия топливно-энергетического комплекса
на экологическое состояние акватории Обской губы** 119

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) 131

Правила подготовки рукописи (на английском языке) 134

CONTENTS

Klochkov Yu. S.

Opening remarks by the Rector

11

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Abdrashitova R. N., Berdova D. V., Poluyanov M. G., Zavatsky M. D.,
Tyulkov M. A.

**Factors affecting mineralization of groundwater in deep oil and gas
bearing horizons in the western part
of the West Siberian megabasin**

14

Aleksandrov A. S., Beshentsev V. A., Alzhanova A. S.

**Temporal variability of water chemistry
in the Cherkashinskaya well No. 36-RG
(Tobolsk district, Tyumen region)**

30

Bembel S. R., Rogozhneva V. O., Utkin N. V.

**Justification of the approach to searching for and exploring
productive objects: a case study of the Krasnoleninsk
and Angaro-Lena oil and gas regions**

42

Kozyrev V. I., Vasiliev Yu. V.

**The impact of rock filtration heterogeneity on fresh groundwater
reserve prediction calculations in the Nefteyuganskoye field**

59

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Alekberov R. R., Volf A. A.

**Step-rate-test as one of the strategies for managing
formation water injection. Design and monitoring**

71

Bosikov I. I., Mazko A. I., Safaraleeva Yu. U.

**The use of clay from the Herpegezh deposit for the production
of ready-made compositions for the preparation of drilling fluids**

80

Efendiyev G. M., Moldabayeva G. Zh., Bastrikov S. N., Kirisenko O. G., Syzdykov A. Kh., Tuzelbayeva Sh. R., Baluanov B. A. A statistical analysis and decision-making to enhance the effectiveness of measures for water influx in production wells under conditions of uncertainty	92
--	-----------

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

Burian Yu. A., Kvasov I. N., Sorokin V. N., Aleksandrov M. A. A hydraulic drive with self-oscillating operation for reciprocating downhole pump	108
---	------------

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

Mamaeva N. L., Petrov S. A. Impact assessment of the fuel and energy complex on the ecological state of the Gulf of Ob waters	119
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	131
Manuscripts presentation requirements (In English)	134

Слово ректора

Opening remarks by the Rector



*Юрий Сергеевич Клочков, доктор технических наук,
доцент, и.о. ректора ТИУ*

Уважаемые коллеги!

В этом году Тюменский индустриальный университет отмечает 60-летие со дня образования. За точку отсчета принят Приказ Министра высшего и среднего образования РСФСР № 19 от 8 января 1964 года «Об организации в г. Тюмени индустриального института». За это время вуз, созданный для развития нефтегазовой индустрии, стал гордостью страны, центром обучения востребованным профессиям, кузницей кадров. Он уверенно занимает место среди лучших инженерных вузов России. Назначение на пост ректора такого крупного с точки

зрения количества студентов, бюджета и влияния на регион университета стало для меня важным и ответственным событием.

В настоящее время перед нашей страной стоят большие вызовы. В соответствии со Стратегией научно-технологического развития Российской Федерации реакцией на них должно стать своевременное создание научноемких технологий и продукции, отвечающих в первую очередь национальным интересам страны и необходимых для существенного повышения качества жизни населения. Именно высокий темп освоения новых знаний и создания научноемкой продукции на собственной технологической основе является ключевым фактором, определяющим конкурентоспособность экономики страны и эффективность национальной стратегии безопасности.

Для достижения поставленных государством целей необходимо сформировать эффективную систему взаимодействия науки, технологий и производства, создать условия для проведения исследований, обеспечить возможности для выявления и воспитания талантливой молодежи. Большую роль здесь играют вузы, так как выступают в качестве поставщика высококвалифицированных специалистов, источника новых технологий и инновационных разработок.

Мы видим, что в российской высшей школе происходят процессы трансформации: подготовлена почва для сетевых программ, ведется эксперимент по возвращению специалитета и отказа от Болонской системы с попыткой сохранить магистратуру. Обсуждения продолжаются. Пока нельзя сказать, каким будет окончательный результат. В любом случае мы должны успешно решать одну из наших главных задач по подготовке инженерных кадров высокого уровня для стратегических отраслей промышленности, способных работать на передовых производственных линиях, сочетая исследовательскую, проектную и предпринимательскую деятельность.

Перед вузами всегда стоит задача прогнозирования актуальных, востребованных специальностей, чтобы дать абитуриенту то направление, которое пользуется спросом на рынке труда, чтобы выпускник обладал соответствующими

знаниями и ему не пришлось переучиваться в первый же год своей работы. Университет пытается быть тем мостиком, который за счет практических занятий, встреч с представителями предприятий помогает студенту легко адаптироваться при переходе со студенческой скамьи на рабочее место.

Тюменский индустриальный университет уже сегодня реализует новые образовательные и практико-ориентированные программы высокого качества с участием индустриальных партнеров. Примером тому является недавний запуск программы опережающей инженерной подготовки Honors Track с тематикой: «Обустройство месторождений нефти и газа на многолетнемерзлых грунтах». Это совместный проект Центра проектного обучения Высшей инженерной школы EG ТИУ и ПАО «Газпром нефть». Таким образом, университет готовит специалистов новой формации, способных решать современные производственные задачи и быстро адаптироваться в реальных условиях экономики.

Удачи всем нам в достижении намеченной цели!

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields

1.6.6. Гидрогеология (геолого-минералогические науки)

УДК 556.3.01"615.2"(571.122)

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-14-29

Факторы формирования гидрогохимических условий подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов западной части Западно-Сибирского мегабассейна

**Р. Н. Абдрашитова^{1*}, Д. В. Бердова¹, М. Г. Полуянов²,
М. Д. Заватский¹, М. А. Тюльков¹**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Москва, Россия

*abdrashitovarn@tuuiu.ru

Аннотация. Цель исследования — выявление причин наблюдающейся гидрогохимической обстановки и факторов ее формирования в пределах среднеурского гидрогоеологического комплекса западной части Западно-Сибирского мегабассейна на примере Талинского нефтяного месторождения. В качестве основного метода исследований использовалось построение зависимостей $y = f(x)$, где y — минерализация, x — пористость, пластовое давление, современная температура фундамента, палеотемпература фундамента, глубина залегания фундамента. Далее была оценена теснота связи каждого из этих параметров с минерализацией. В результате выполненных исследований было получено, что изначальный гидрохимический облик на рассматриваемой территории характеризуется неоднородностью, значение минерализации значительно изменяется в пределах одного пласта. Наиболее тесные зависимости выявлены между минерализацией и пористостью пород-коллекторов (обратная зависимость), минерализацией и пластовым давлением (прямая зависимость). Практическая значимость исследования обоснована необходимостью понимания природы формирования гидрогохимической обстановки в целях ее сохранения, контроля изменения, а также решения всевозможных вопросов прогноза, сохранения и разрушения залежей нефти.

Ключевые слова: минерализация подземных вод, Западно-Сибирский мегабассейн, юрские отложения, пористость, пластовое давление, палеотемпература

Благодарности: статья подготовлена в рамках государственного задания в области науки по научным проектам, выполняемым коллективами молодежных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Разработка системы мониторинга, оценки и прогнозирования комплексного состояния компонентов системы “вода-порода-газ-органическое вещество” при разработке месторождений углеводородов» (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

Для цитирования: Факторы формирования гидрогохимических условий подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов западной части Западно-Сибирского мегабассейна / Р. Н. Абдрашитова, Д. В. Бердова, М. Г. Полуянов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-14-29 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 14–29.

Factors affecting mineralization of groundwater in deep oil and gas bearing horizons in the western part of the West Siberian megabasin

**Rimma N. Abdrashitova^{1*}, Daria V. Berdova¹ Mikhail G. Poluyanov²,
Mikhail D. Zavatsky¹, Mikhail A. Tyulkov¹**

¹*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

²*State Commission on Mineral Reserves, Moscow, Russia*

**abdrashitovarn@tyuiu.ru*

Abstract. The purpose of this study was to identify the causes of the observed hydrogeochemical situation and the factors contributing to its formation within the Middle Jurassic hydrogeological complex in the western part of the West Siberian megabasin, using the Talinskoye oil field as an example. The research primarily involved constructing dependencies between mineralization (y) and various factors including porosity, reservoir pressure, modern and paleotemperature of the foundation, and depth of the foundation (x). The study evaluated the degree of connection between each parameter and mineralisation. The results showed that the initial hydrochemical state in the area is heterogeneous, with significant variations in mineralisation levels within a single reservoir. The closest dependencies have been revealed between mineralization and porosity of reservoir rocks (an inverse dependence), mineralization and reservoir pressure (a direct dependence). The practical significance of the study is justified by the need to understand the nature of the formation of the hydrogeochemical environment in order to preserve it, control changes, as well as solve issues related to the forecasting, preservation, and destruction of oil deposits.

Keywords: groundwater mineralization, the West Siberian megabasin, Jurassic deposits, porosity, reservoir pressure, paleotemperature of the foundation

Acknowledgments: the article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by youth laboratory teams in higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Development of a system for monitoring, assessing and forecasting the complex state of the components of the "water-rock-gas-organic matter" system during the development of hydrocarbon fields" (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

For citation: Abdrashitova, R. N., Berdova, D. V., Poluyanov, M. G., Zavatsky, M. D., & Tyulkov, M. A. (2024). Factors affecting mineralization of groundwater in deep oil and gas bearing horizons in the western part of the West Siberian megabasin. Oil and Gas Studies, (1), pp. 14-29. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-14-29

Введение

Цель исследования связана с выявлением основных факторов, оказывающих влияние на формирование минерализации подземных вод продуктивных горизонтов. Соленость подземных вод на больших глубинах (более 1–2 км), как правило, подчинена влиянию сложного комплекса природных процессов, продолжительных в геологическом времени, на которые в Западной Сибири накладывается масштабное техногенное воздействие при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов. Величина минерализации — один из показателей, относящийся к условно постоянным при отборе пробы воды, и в то же самое время его изменение во времени отражает развитие глубинной природно-техногенной системы «геологическая среда — инфраструктура месторождения».

Актуальность исследования обусловлена необходимостью понимания природы формирования гидрохимической обстановки в целях ее сохранения, контроля изменения, а также решения всевозможных вопросов прогноза, сохранения и разрушения залежей нефти [1–5].

Объект исследований

Объект исследования — пластовые воды среднеюрского гидрогеологического комплекса Талинского нефтяного месторождения (водовмещающие отложения приурочены к пластам Ю10-11). Отложения исследуемых пластов представлены песчаниками, гравелитами с прослоями алевролитов и аргилли-

тов. Глубина залегания достигает 2 700 м¹, а мощность отложений — 80 м [6, 7]. Комплекс залегает под аргиллитами радомской пачки (толщина около 40 м).

Многие исследователи-гидрогеологи отмечали, что пластовые воды юрских отложений значительно более неоднородны по химическому составу и минерализации, чем воды вышележащих меловых отложений. В настоящее время основные данные по значениям минерализации и химическому составу подземных вод накоплены по отложениям пластов Ю10-11. По разрезу отложений юрского возраста наблюдается прямая вертикальная гидрогеохимическая зональность, которая заключается в том, что наблюдается закономерное увеличение минерализации пластовых вод от пластов Ю2–Ю9 (тюменская свита) к пластам Ю10-11 (шеркалинская свита) (рис. 1). Средние значения минерализации пластовых вод, соответственно, изменяются от 3,7 до 15,3 г/дм³.

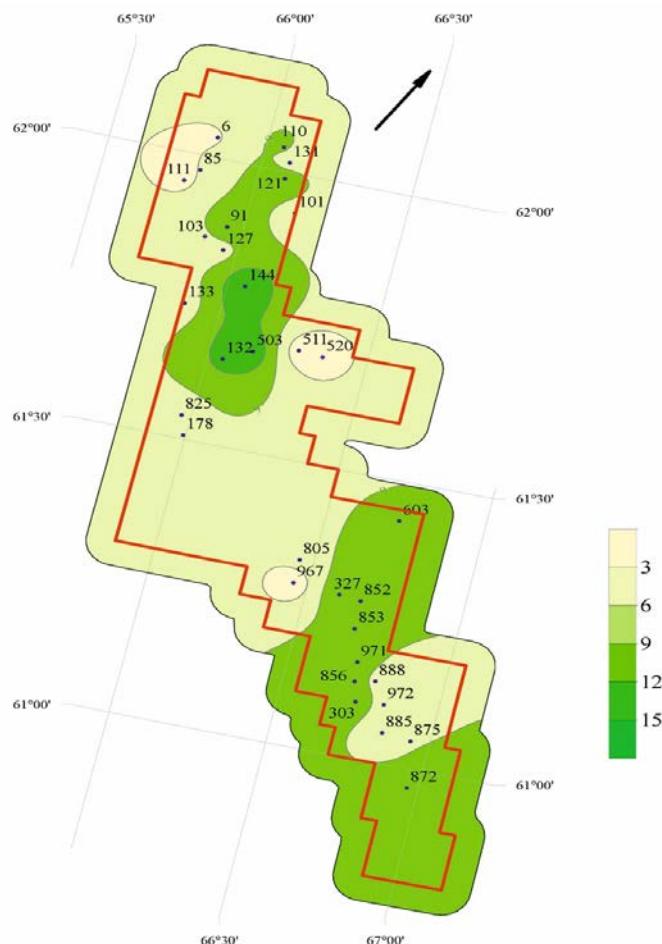


Рис. 1. Схематическая карта распределения минерализации подземных вод юрских отложений

¹ Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас / Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана; сост. Э. А. Ахпателов [и др.]. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.

Из пластов Ю10-11 ведется добыча нефтяных углеводородов с использованием системы поддержания пластового давления, агентом заво-днения выступает вода, добываемая из вышележащих отложений, либо ее смесь с попутно-добываемыми водами. В настоящее время мы наблюдаем изменчивость минерализации подземных вод нижнеюрского комплекса, одновременно с техногенным воздействием на подземные воды изучаемых пластов, месторождение характеризуется сложными геолого-гидрогеологическими и тектоническими условиями, что, возможно, высту-пает главной причиной изменчивости показателя минерализации, не харак-терной для юрских отложений других месторождений Западно-Сибирского мегабассейна. Несмотря на соблюдение всех требований по закачке вод в продуктивные пласти, точно прогнозировать процессы взаимодействия в системе «вода — порода» на больших глубинах затруднительно. В связи с вышесказанным необходимым является процесс выяснения причин измен-чивости минерализации и химического состава подземных вод нижнеюр-ского комплекса. Ниже рассмотрены геологические и гидрогеологические условия объекта исследований в объеме, необходимом для достижения обозначенной цели исследований.

Талинское нефтяное месторождение, на основе фактических матери-алов которого было проведено это исследование, приурочено к Ляминско-му нефтегазоносному району. Геологический разрез рассматриваемой тер-ритории представлен образованиями трех структурно-фациальных этажей: фундамента (PZ), переходного комплекса (доюрские образования) и плат-форменного чехла.

В тектоническом отношении исследуемая территория расположена в пределах Фроловского геоблока, выступающего крупной субмеридиональ-ной шовной зоной Западно-Сибирской геосинеклизы. В мезозое в пределах этой зоны скорость погружения превышала скорости опускания окружаю-щих территорий, что привело к формированию впадин, котловин и разде-ляющих их террас, а в гидрогеологическом отношении — к формированию участков с застойным режимом водообмена. В пределах рассматриваемой территории в верхней части фундамента широко развиты триасовые отло-жения. Данные образования представлены вулканогенно-осадочной турин-ской серией². Также фундамент здесь характеризуется широким развитием разрывных нарушений (рис. 2).

Разломы фундамента, трассируемые в геофизических полях, в преде-лах района исследований имеют северо-западное, субширотное и северо-восточное направления. Считается, что разломы субширотного простирания являются сравнительно молодыми, развивавшимися синхронно с формиро-ванием юрско-мелового осадочного чехла, а позднее в кайнозое — с интен-сивной разломно-блочной неотектоникой, на этом этапе почти все разлом-ные и трещиноватые зоны Западной Сибири испытывали активизацию [8, 9].

² Там же. С. 50.

После проведения отбраковки для исследований в пределах пластов Ю10-11 было использовано 35 кондиционных результатов анализов проб подземных вод. Минерализация варьирует от 3,7 до 15,3 г/дм³, составляя в среднем 8,9 г/дм³ (см. рис. 1). По площади месторождения выделяются 4 участка с наиболее низкой минерализацией: до 6–7 г/дм³. В целом такие низкие значения являются нетипичными для глубин нижней юры в пределах Западно-Сибирского мегабассейна [10, 11].

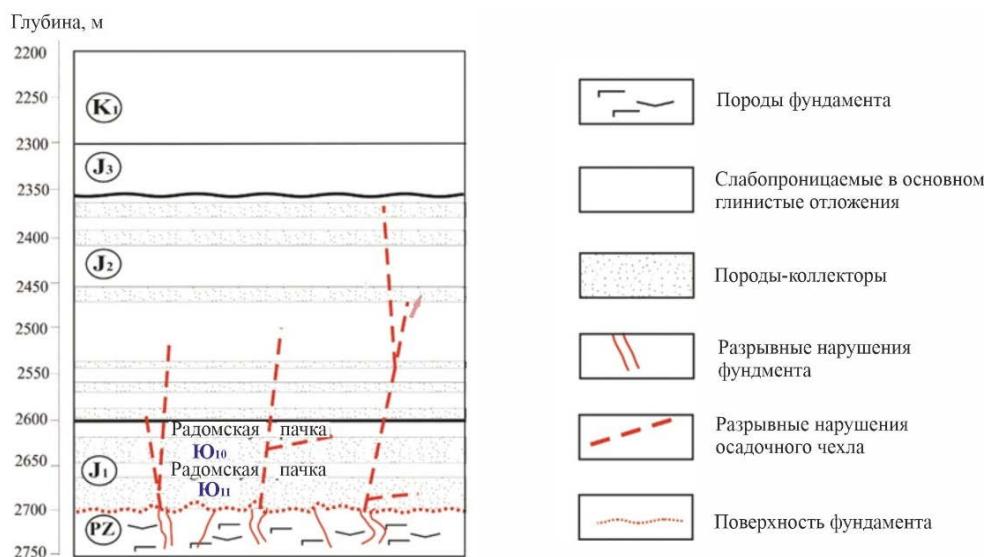
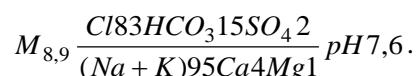


Рис. 2. Схематический геологический разрез западной части Западно-Сибирского мегабассейна

Подземные воды пластов Ю10-11 имеют хлоридный натриевый ионно-солевой состав, формула ионно-солевого состава выглядит следующим образом:



Методы исследований и постановка аналитических работ

Основным методом исследования являлось выявление наличия корреляционных связей между минерализацией и параметрами геологической среды. Установлено, что зависимости между физико-химическими характеристиками водных растворов и параметрами геологических условий (глубиной, температурой, давлением, дебитами вод, составом и сложением вмещающих горных пород, расстоянием до возмущающих геохимическое поле природных и техногенных объектов и т. п.) могут рассматриваться в числе простых и информативных способов уточнения генезиса подземных вод [12].

Ниже рассмотрены основные причины выбора использованных в корреляционном анализе параметров для исследуемого Талинского нефтяного месторождения.

Значения величины *пористости пород-коллекторов* могут меняться как в сторону увеличения в результате процессов растворения (выщелачивания), так и в сторону уменьшения в результате процессов вторичного минералообразования. Обе группы процессов напрямую связаны с изменением состава подземных вод вследствие возможного внедрения глубинных высокотемпературных флюидов из фундамента, либо реакций в системе «пластовая вода — порода» при изменении внешних условий.

Анализ характера изменения величины *пластового давления* по латерали и по разрезу дает возможность оценить расположение зон сверхгидростатических и нижегидростатических давлений. Причины формирования зон сверхгидростатических давлений в пределах юрских отложений Талинского месторождения одни исследователи связывают с поступлением глубинных флюидов из фундамента [13, 14], другие — с масштабными процессами отжатия элизионных вод из глинистых отложений нижнего мела (К1) мощностью более 750 м [5, 7, 10].

Характер распределения значений *современной температуры фундамента*, на котором непосредственно залегают отложения пластов Ю10-11, может также указывать на участки с наиболее активными неотектоническими процессами, что, соответственно, отражается на структуре поля минерализации подземных вод. Согласно исследованиям А. Р. Курчикова и Б. П. Савицкого [15], район исследований характеризуется повышенной температурой фундамента по сравнению с соседними районами.

Палеотемпература фундамента также косвенно может указывать на участки, отличавшиеся тектонической активностью. Палеотемпература определяется возрастом консолидации отдельных блоков фундамента, распределением в осадочном чехле песчаных и глинистых пород, обладающих различными теплофизическими свойствами [15, 16].

Глубина залегания кровли фундамента напрямую зависит от глубины погружения отложений пластов Ю10-11 и тесно связана с созданием благоприятных условий для формирования зон застойного водообмена, для которых характерны явления концентрирования макро- и микрокомпонентов подземных вод. Также для наиболее погруженных участков явления отжатия элизионных вод, возможно, были выражены более интенсивно [5].

По вышеуказанным параметрам построены линейные зависимости $y = f(x)$, где y — это минерализация, а x , соответственно, — пористость, пластовое давление, современная температура фундамента, палеотемпература фундамента, глубина залегания фундамента. Далее была оценена теснота связи каждого из этих параметров с минерализацией.

Таким образом, выбор параметров для постановки аналитических работ обоснован также и тем, что значения вышеперечисленных параметров имеют единственную интерпретацию по данным полевых и лабораторных исследо-

ваний. При этом, конечно, следует учитывать, что условия седиментации являются первостепенным фактором, определяющим генезис современного состава подземной гидросферы [16].

Результаты и обсуждение

Результаты расчетов коэффициентов корреляции значений минерализации пластовых вод нижнеюрского комплекса и пористости, пластового давления, современной температуры фундамента, палеотемпературы фундамента, глубины залегания фундамента приведены в таблице.

Коэффициенты корреляции между величиной минерализации подземных вод пластов Ю10-11 и параметрами геологической среды

Параметр	Коэффициент корреляции, R	Количество совместных измерений параметров в одной точке замера	Классификация связи
n, %	0,87	30	Тесная
P, МПа	0,91	15	Тесная
T _{соврем.} , °C	0,17	35	Слабая
T _{палео.} , °C	0,1	34	Слабая
Нфунд., м	0,49	28	Слабая

График зависимости между минерализацией и пористостью отложений пластов Ю10-11 показан на рисунке 3.

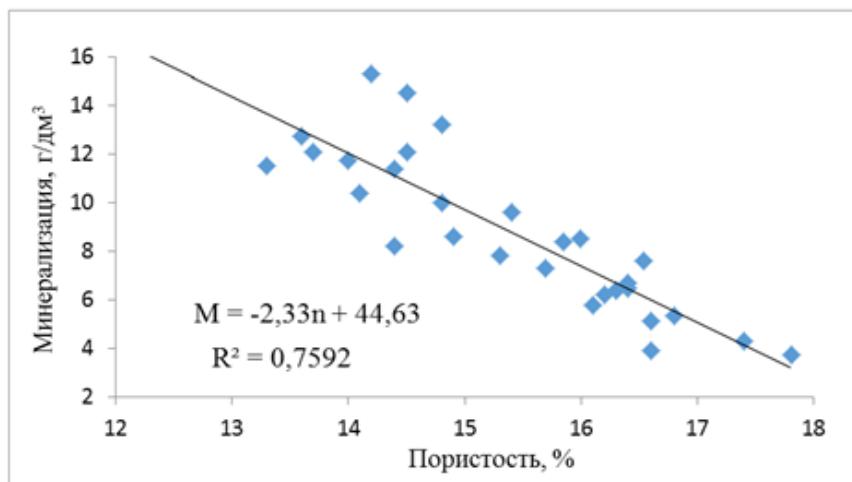


Рис. 3. Зависимость минерализации подземных вод пластов Ю10-11 от пористости

Получена обратная зависимость между этими параметрами: чем больше пористость, тем меньше минерализация. Тесная связь может быть объяснена наличием в течение геологической истории развития Западно-

Сибирского мегабассейна влияния элизионных поровых вод, которые по своему составу являются маломинерализованными и обладают высокой химической активностью [5–7, 11, 17]. А также внедрением глубинных высокотемпературных низкоминерализованных флюидов, воздействие которых привело к растворению порообразующих минералов и разбавлению изначально захороненных сedimentационных растворов [13, 15, 18].

Подтверждением этого служат результаты ранее проведенных исследований минералогического состава нижнеюрских отложений Талинского месторождения. В соответствии с полученными результатами [14] для рассматриваемых отложений процесс растворения проявлен достаточно широко, он затрагивает каркасные, пластические и хемогенные компоненты. При этом интенсивность растворения различна: на отдельных зернах полевого шпата фиксируются мелкие поры и каверны, а другие — полностью растворены.

Между минерализацией подземных вод и пластовым давлением также выявлена тесная связь, зависимость прямая. График зависимости между этими параметрами показан на рисунке 4.

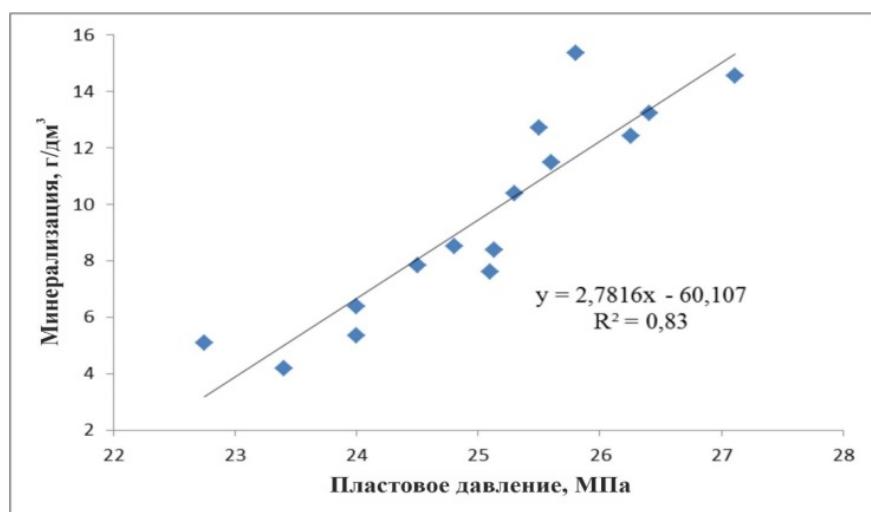


Рис. 4. Зависимость минерализации подземных вод пластов Ю10-11 от пластовых давлений

Пластовые давления, замеренные в тех же интервалах, что и минерализация, меняются в пределах от 22,75 до 27,11 МПа (в среднем составляя 24,91 МПа).

Вероятнее всего, участки повышенного давления с повышенными значениями минерализации являются элементами постэлизионной водонапорной системы, то есть водонапорной системы, которая сформировалась из элизионной при затухании процессов отжатия элизионных вод.

В таких системах вследствие закрытости происходит рост минерализации подземных вод.

Кроме этого, для объяснения выявленной зависимости необходимо учесть и геодинамические условия³: по данным исследований гравитационного поля [5, 8, 9, 17, 19], в исследуемом районе фиксируется зона растяжения земной коры. Вероятно, на протяжении тектонического развития территории происходило «засасывание» седиментационных вод в разрывные нарушения фундамента, что чередовалось с поступлением низкоминерализованных глубинных флюидов также по разрывным нарушениям фундамента.

Модель формирования гидрогеологического поля таким путем описана В. И. Дюниным и названа «пульсационно-флюидогеотермодинамической» [14]. При принятии этой модели развития разрывные нарушения осадочного чехла и фундамента являются путями вертикальной миграции флюидов.

На рисунках 5 и 6 приведены карты-схемы распределения современных температур и палеотемператур фундамента. При визуальном сравнении распределения современных и палеотемператур фундамента (рис. 5, 6) с распределением величины минерализации пластов Ю10-11 (см. рис. 1) каких-либо отдельных участков наличия зависимостей не наблюдается.

В классическом представлении увеличение температуры способствует накоплению ионов в составе седиментогенных вод и увеличению минерализации по мере углубления водоносных горизонтов, но это представление не находит подтверждения в пределах района исследований. Полученная слабая зависимость является следствием существования постэлизационной системы и, вероятно, затухания неотектонических процессов на современном этапе развития Западно-Сибирского мегабассейна.

Как слабая классифицируется и связь между величиной минерализации и глубиной залегания кровли фундамента ($R = 0,49$). Вероятно, этот фактор не отражается на современном поле минерализации подземных вод нижнеурского комплекса, его действие ослабло в течение геологического развития Западно-Сибирского мегабассейна.

Исходя из значений коэффициентов корреляции была выявлена тесная связь между значениями минерализации и пористостью отложений ($R = 0,87$), очень тесная — между минерализацией и пластовым давлением ($R = 0,91$). Связи между минерализацией и остальными параметрами слабо прослеживаются, и влияние этих величин имеет подчиненный характер.

³ Геология и нефтегазоносность ... С. 85.

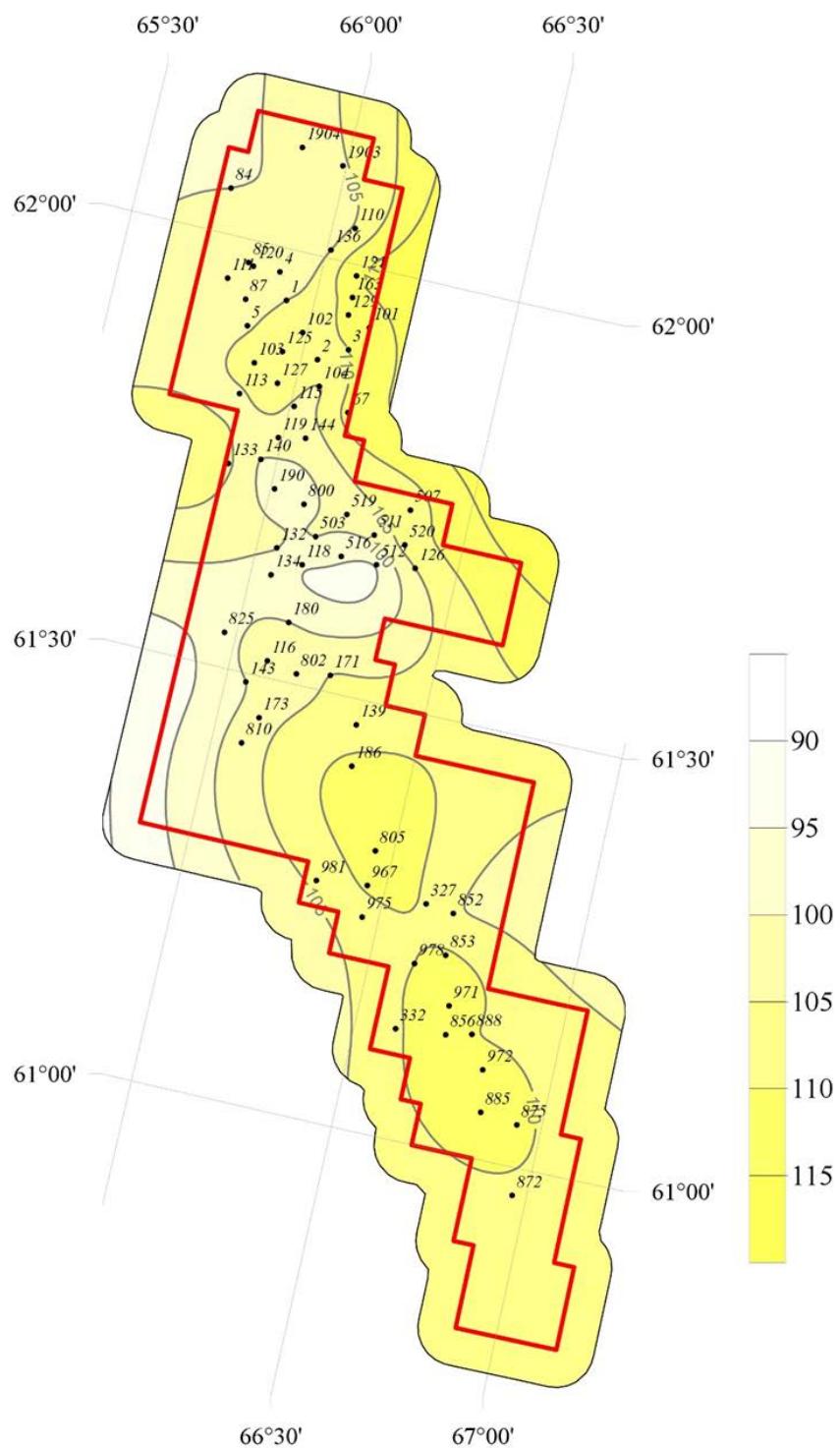


Рис. 5. Схематическая карта распределения современной температуры фундамента в пределах Талинского нефтяного месторождения

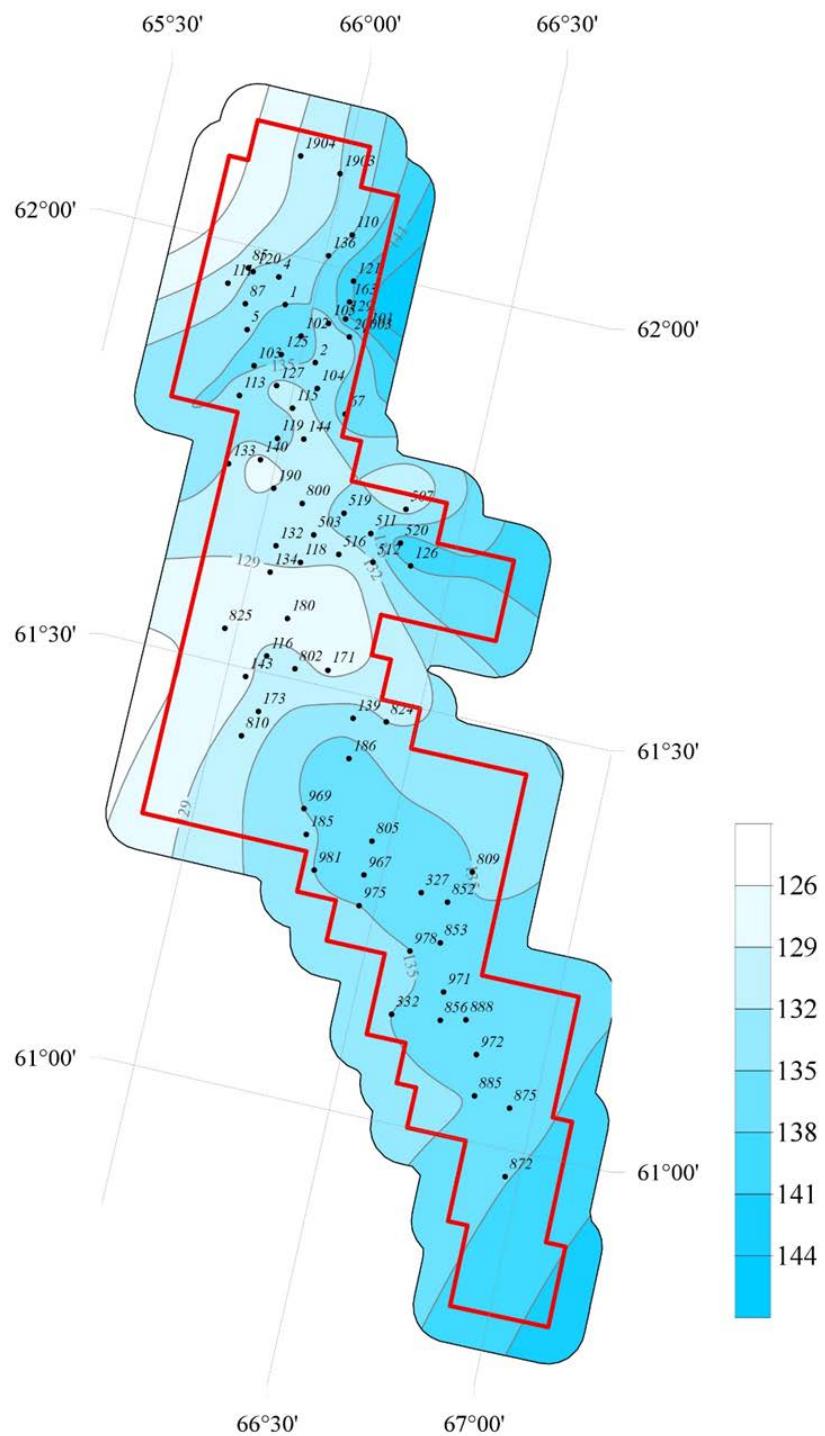


Рис. 6. Схематическая карта распределения палеотемператур фундамента в пределах Талинского нефтяного месторождения

Выводы

По результатам анализов 35 кондиционных проб подземных вод подземные воды пластов Ю10-11 юрских отложений Талинского нефтяного месторождения отнесены к хлоридным натриевым водам по ионно-солевому составу и к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину. Построенная по значениям минерализации схематическая карта демонстрирует неоднородность поля распределения минерализации. Среднее значение минерализации составляет $8,9 \text{ г/дм}^3$, варьируя от 3,7 до $15,3 \text{ г/дм}^3$.

Анализ результатов исследований глубоких нефтегазоносных горизонтов в Западной Сибири, выполненных на протяжении последних десятилетий разными авторами, позволил выявить две основные группы причин формирования неоднородности поля минерализации в пределах района исследований: элизионный водообмен и периодическое поступление высокотемпературных низкоминерализованных глубинных флюидов по разрывным нарушениям. Подземные воды нижнеюрского комплекса представляют собой результат смешения и взаимодействия седиментационных вод, накопленных вместе с осадком, отжатых поровых вод, глубинных вод палеозойских отложений и периодически поступающих из фундамента глубинных вод.

Также на состав исследуемых вод пластов Ю10-11 оказывает влияние смешение с водами вышележащих апт-альб-сеноманских отложений, происходящее в результате закачки последних в пласти Ю10-11 для целей поддержания пластового давления.

Анализ связи основных параметров геологической среды со значениями минерализации подземных вод изучаемого комплекса позволил выявить, что тесная связь прослеживается между значениями минерализации и пористостью отложений ($R = 0,87$), очень тесная — между минерализацией и пластовым давлением ($R = 0,91$), что также является подтверждением превалирующего влияния на изменчивость минерализации природных факторов формирования над техногенными. Полученные коэффициенты корреляции свидетельствуют о том, что формирование пониженных в региональном плане современных значений минерализации подземных вод — следствие континентальных условий формирования подземных вод, процессов элизионного водообмена, для которых изначально были созданы благоприятные природные условия. Внедрение глубинных флюидов по разрывным нарушениям способствовало контрастности значений поля минерализации. К разрывным нарушениям, безусловно, приурочены гидротермо- и геохимические аномалии.

Список источников

1. Нефтегазовая гидрогеология : учебник / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. П. Шугрин, Ю. И. Брагин. – Москва : Нефть и газ, 2001. – 258 с. – Текст : непосредственный.

2. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре / Л. А. Абукова, Ю. А. Волож, А. Н. Дмитриевский, М. П. Антипов. – DOI 10.31857/S0016-853X2019379-91. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 79–91.
3. Матусевич, В. М. Литогидрохимия — методологическая основа наращивания ресурсной базы углеводородов / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, Р. Н. Абдрашитова. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений Нефть и газ. – 2011. – № 5 (89). – С. 10–17.
4. Абукова, Л. А. Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазонакопления / Л. А. Абукова, М. Е. Селиверстова, Г. Ю. Исаева. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2020. – № 4 (31). – С. 14–24.
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. Abdrashitova, R. N. Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia / R. N. Abdrashitova, M. A. Kadyrov. – Text : electronic // Sustainability. – 2022. – Vol. 14, Issue 13. – URL: <https://doi.org/10.3390/su14137675>.
7. Abdrashitova, R. N. Structure of the hydrogeological field of the Krasnoleninsky arch / R. N. Abdrashitova, Yu. I. Salnikova. – Text : electronic // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science, Tyumen, 28–29 September 2018. – Vol. 181. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>.
8. Перспективы выделения продуктивных участков в юрских отложениях на площадях Фроловской нефтегазоносной области / С. Р. Бембель, Р. М. Бембель, Р. В. Авершин, В. А. Корнев. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-4-7-14. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 7–14.
9. Киричек, А. В. Прогноз трещинно-кавернозных коллекторов в продуктивных породах Красноленинского свода по рассеянным волнам / А. В. Киричек, М. А. Зверев. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 1. – С. 24–33.
10. Матусевич, В. М. Гидрогеологическая стратификация Западно-Сибирского мегабассейна по новым данным / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Текст : непосредственный // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири : от Обручева В. А., Усова М. А., Урванцева Н. Н. до наших дней. Материалы Всероссийского форума с международным участием, посвященного 150-летию академика Обручева В. А., 130-летию академика Усова М. А. и 120-летию профессора Урванцева Н. Н. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический ун-т, 2013. – С. 528–531.
11. Вертикальная и латеральная гидрогеохимическая зональность подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Б. П. Ставицкий, А. Р. Курчиков, А. Э. Конторович, А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 58–84.
12. Букаты, М. Б. Обработка и интерпретация данных в нефтегазопоисковой гидрогеологии : учебное пособие / М. Б. Букаты, В. А. Зуев ; Томский политехнический институт им. С. М. Кирова. – Томск : Томский политехнический институт им. С. М. Кирова, 1990. – 96 с. – Текст : непосредственный.

13. Розин, А. А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование / А. А. Розин ; под редакцией В. А. Кротова ; АН СССР. – Новосибирск : Наука, 1977. – 101 с. – Текст : непосредственный.
14. 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.
15. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Москва : Недра, 1987. – 134 с. – Текст : непосредственный.
16. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Под редакцией В. А. Нуднера. – Москва : Недра, 1970. – 367 с. – Текст : непосредственный.
17. Запивалов, Н. П. Нефтегазовая геофлюидодинамика / Н. П. Запивалов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе. – Москва : ГЕОС, 2007. – С. 46–62.
18. Зосимов, Ф. Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод / Ф. Н. Зосимов. – Тюмень : СофтДизайн, 1995. – 192 с. – Текст : непосредственный.
19. Карцев, А. А. Связь аномально низких пластовых давлений с рифогенными зонами Сибири / А. А. Карцев, В. М. Матусевич, Ю. Н. Яковлев. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 1989. – № 2. – С. 86–88.

References

1. Kartsev, A. A., Vagin, S. B., Shugrin, V. P., & Bragin, Yu. I. (2001). Neftegazovaya gidrogeologiya. Moscow, Neft' i gaz Publ., 258 p. (In Russian).
2. Abukova, L. A., Volozh, Y. A., Dmitrievsky, A. N., & Antipov, M. P. (2019). Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the earth crust. Geotectonics, (3), pp. 79-91. (In Russian). DOI: 10.31857/S0016-853X2019379-91
3. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Abdrashitova, R. N. (2011). Lithohydrogeochemistry - a methodological basis of hydrocarbon resources base build-up. Higher Educational Institutions News. Neft' I Gaz, (5(89)), pp. 10-17. (In Russian).
4. Abukova, L. A., Seliverstova, M. E., & Isaeva, G. Yu. (2020). The role of water-drive systems of ancient sedimentary basins in the processes of oil and gas accumulation. Actual Problems of Oil and Gas, (4(31)), pp. 14-24. (In Russian). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2
5. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
6. Abdrashitova, R. N., & Kadyrov, M. A. (2022). Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia. Sustainability, 14(13). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/su14137675>
7. Abdrashitova, R. N., & Salnikova, Yu. I. (2018). Structure of the hydrogeological field of the Krasnoleninsky arch. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Tyumen, September, 28-29, 2018. Vol. 181. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>

8. Bembel, S. R., Bembel, R. M., Avershin, R. V., & Kornev, V. A. (2018). Prospects for the allocation of productive sites in Jurassic sediments in the areas of the Frolovskaya oil and gas bearing region. Oil and Gas Studies, (4), pp. 7-14. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-7-14
9. Kirichek, A. V., & Zverev, M. A. (2011). Forecast of fracture-cavernous reservoirs presence in producing rocks of Krasnoleninsky arch by scattered waves method. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (1), pp. 24-33. (In Russian).
10. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (2013). Gidrogeologicheskaya stratifikasiya Zapadno-Sibirskogo megabasseyna po novym dannym. Razvitiye mineral'nosyrevoy bazy Sibiri: ot Obrucheva V. A., Usova M. A., Urvantseva N. N. do nashikh dney. Materialy Vserossiyskogo foruma s mezhdunarodnym uchastiem, posvyashchennogo 150-letiyu akademika Obrucheva V. A., 130-letiyu akademika Usova M. A. i 120-letiyu professora Urvantseva N. N. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., pp. 528-531. (In Russian).
11. Stavitskiy, B. P., Kurchikov, A. R., Kontorovich, A. E., & Plavnik, A. G. (2006). Vertikal'naya i lateral'naya gidrogeokhimicheskaya zonal'nost' podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (5-6), pp. 58-84. (In Russian).
12. Bukaty, M. B., & Zuev, V. A. (1990). Obrabotka i interpretatsiya dannykh v neftegazopoiskovoy gidrogeologii. Tomsk, Tomskiy politekhnicheskiy institut im. S. M. Kirova Publ., 96 p. (In Russian).
13. Rozin, A. A. (1977). Podzemnye vody Zapadno-Sibirskogo artezianskogo basseyna i ikh formirovanie. Novosibirsk, Nauka Publ., 101 p. (In Russian).
14. Dyunin, V. I. (2000). Gidrodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 472 p. (In Russian).
15. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). Geotermiya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
16. Nudner, V. A. (Ed.) (1970). Gidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Moscow, Nedra Publ., 367 p. (In Russian).
17. Zapivalov, N. P. (2007). Neftegazovaya geoflyuidodinamika. Neftegazovaya hidrogeologiya na sovremennom etape. Moscow, GEOS Publ., pp. 46-62. (In Russian).
18. Zosimov, F. N. (1995). Diffuznyy sloy i mineralizatsiya plastovykh vod. Tyumen, SoftDizayn Publ., 192 p. (In Russian).
19. Kartsev, A. A., Matusevich, V. M., & Yakovlev, Yu. N. (1989). Svyaz' anomal'no nizkikh plastovykh davleniy s rifogennymi zonami Sibiri. Geotektonika, (2), pp. 86-88. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Абдрамитова Римма Наильевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории геолого-гидрохимического сопровождения процесса разработки месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, abdrashitovarn@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

Rimma N. Abdrashitova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor, Leading Researcher at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, abdrashitovarn@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

Бердова Дарья Владимировна,
лаборант лаборатории геолого-
гидрогеологического сопровождения
процесса разработки месторождений
углеводородов, Тюменский индустриаль-
ный университет, г. Тюмень

Полуянов Михаил Григорьевич,
заместитель начальника отдела под-
земных вод и подземных сооружений,
ФБУ «Государственная комиссия по
запасам полезных ископаемых»,
г. Москва, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6380-2422>

Заватский Михаил Дмитриевич,
кандидат геолого-минералогических
наук, доцент, ведущий научный со-
трудник лаборатории геолого-
гидрогеологического сопровождения
процесса разработки месторождений
нефти и газа, Тюменский индустриаль-
ный университет, г. Тюмень, ORCID:
<https://orcid.org/0000-0003-0658-4759>

Тюльков Михаил Анатольевич,
младший научный сотрудник лабора-
тории геолого-гидрогеологического со-
провождения процесса разработки уг-
леводородов, Тюменский индустриаль-
ный университет, г. Тюмень

Daria V. Berdova, Laboratory As-
sistant at the Laboratory of Geological
and Hydrogeological Support for the De-
velopment of Hydrocarbon Fields, Indus-
trial University of Tyumen

Mikhail G. Poluyanov, Deputy
Head of the Department of Groundwater
and Underground Structures, State Com-
mission on Mineral Reserves, Moscow,
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6380-2422>

Mikhail D. Zavatsky, Candidate of
Geology and Mineralogy, Associate Pro-
fessor, Leading Researcher at the Labora-
tory of Geological and Hydrogeological
Support for the Development of Oil and
Gas Fields, Industrial University of Tu-
men, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0658-4759>

Mikhail A. Tyulkov, Junior Re-
searcher at the Laboratory of Geological
and Hydrogeological Support for the De-
velopment of Oil and Gas Fields, Industri-
al University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 05.12.2023; одобрена после рецензирования 17.01.2024; принята к публикации 23.01.2024.

The article was submitted 05.12.2023; approved after reviewing 17.01.2024; accepted for publication 23.01.2024.

УДК 556.314(571.12)
DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-30-41

Временная изменчивость химического состава вод скважины Черкашинской № 36-РГ (Тобольский район Тюменской области)

А. С. Александров*, В. А. Бешенцев, А. С. Альжанова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
*asaleksandrov1991@gmail.com

Аннотация. Лейтмотив данной статьи представляет временное изменение химического состава воды скважины Черкашинской № 36-РГ, расположенной в Тобольском районе, недалеко от деревни Шестаково.

Учитывая широту и актуальность проблемы влияния подземных минеральных вод на водосборы и водотоки, обусловленной открытым фонтанированием бесхозных геологоразведочных скважин, можно наблюдать нарушение гидрохимического режима близлежащих водных систем. Материалы по этой тематике публикуются не только в Тюменской области, но и в Российской Федерации (сборники научных трудов и трудов конференций: «Подземные воды Востока России» (2018), «Вопросы изучения поверхностных и подземных вод Сибири» (2021), Международная конференция «Подземные воды — 2023»).

В работе показан характер в изменении минерализации подземных вод, в результате исследования отмечены особенности поведения ряда компонентов состава воды. Проведена оценка качества вод и выявлены основные источники негативного воздействия на подземные воды. Однако в 2019 году произошли изменения химического состава вод фонтанирующей скважины, трансформировался и ионный состав.

В данной работе особое внимание уделено изменению химического состава вод скважины Черкашинской № 36-РГ, показаны особенности влияния вод скважины на близлежащие территории.

Ключевые слова: скважина, геотермальная вода, засоление, загрязнение реки, река Иртыш, река Аремзянка, химический состав

Для цитирования: Александров, А. С. Временная изменчивость химического состава вод скважины Черкашинской № 36-РГ (Тобольский район Тюменской области) / А. С. Александров, В. А. Бешенцев, А. С. Альжанова. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-30-41 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 30–41.

Temporal variability of water chemistry in the Cherkashinskaya well No. 36-RG (Tobolsk district, Tyumen region)

Andrey S. Aleksandrov*, Vladimir A. Beshentsev, Aynazhan S. Alzhanova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
*asaleksandrov1991@gmail.com

Abstract. This article focuses on a temporary change in the chemical composition of water in the Cherkashinskaya well No. 36-RG, which is located in the Tobolsk district near the village of Shestakovo.

The impact of underground mineral waters on catchments and watercourses can be caused by the open gushing of orphaned geological exploration wells. This can lead to the disturbance of the hydrochemical regime of neighbouring water systems. Publications on this topic are available not only in Tyumen region, but also throughout the Russian Federation. For example, scientific

articles and conference proceedings, such as "Groundwater of the East of Russia" (2018), "Issues of studying surface and groundwater of Siberia" (2021), and the International Conference "Underground Waters - 2023", are available.

The study highlights the behavior of various components of water composition. The article presents changes in the mineralization of groundwater and identifies the main sources of negative impact on its quality. In 2019, the chemical composition of the water in the containing well underwent a transformation.

This article focuses on the changes in the chemical composition of water from the Cherkashinskaya well No. 36-RG and its impact on the surrounding areas.

Keywords: borehole, geothermal water, salinization, river pollution, Irtysh River, Aremzyanka River, chemical composition

For citation: Alexandrov, A. S., Beshentsev, V. A., & Alzhanova, A. S. (2024). Temporal variability of water chemistry in the Cherkashinskaya well No. 36-RG (Tobolsk district, Tyumen region). Oil and Gas Studies, (1), pp. 30-41. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-30-41

Введение

Для большинства жителей нашей страны Тюменская область — это мощная нефтегазовая столица России. Однако в 40–50-е годы в СССР основной центр тяжести нефтяной промышленности приходился на Волго-Уральский район, но для развития страны этого было недостаточно. Поэтому сразу же по окончании Великой Отечественной войны было принято решение начать масштабные геологоразведочные работы по поиску углеводородного сырья на территории Западной Сибири как наиболее перспективной нефтегазоносной провинции. Естественно, для понимания и определения масштабов, пространственного положения нефтегазоносных горизонтов было необходимо провести исследования [1]. Бурение поисковых скважин начали с юга Западной Сибири, в силу наибольшей обжитости и, соответственно, транспортной доступности. Ярким примером такой скважины является Черткашинская № 36-РГ, находящаяся в Тобольском районе Тюменской области. По архивным данным, скважина пробурена и законсервирована в 1965 году. Географические координаты: 58° 27'28" с.ш. и 68° 27' 53" в.д. Водоносные горизонты относятся к готерив-барремскому (1 730–1 784 и 1 830–1 842 м) и валанжинскому (1 862–1 882 м) ярусам нижнемелового периода (рис. 1). Фактическая глубина — 1 972,4 м. Дебит на устье — 1 000 м³/сут. Температура воды на изливе — 70 °C. В настоящее время скважина является бесхозной и фонтанирует примерно с середины 80-х гг. XX века.

Следует отметить, что в пределах Тобольского бассейна подземные воды приурочены к четвертичным неогеновым и олигоценовым отложениям различного литологического состава и генезиса. Геотермальные воды данного бассейна по условиям формирования — седиментационные, их осадочные толщи накапливались в морских условиях. Поэтому их химический состав обусловлен посленеогеновой тектонической инверсией, внедрением инфильтрационных вод и смешением их с седиментогенными водами [2]. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна имеют большое значение и представлены апт-альб-сеноманским, неокомским и юрским гидрогеологическими комплексами.

Эратема	Система	Литологическое описание пород	Литологическая колонка
Кайнозойская	Четвертичная	Чередование песка светло-серого, разнозернистого с глиной	
	Неогеновая	Глина зеленовато-серая, вязкая, алевритистая и песчанистая	
	Палеогеновая	Глина темно-серая со слабым зеленоватым оттенком, плотная с оскольчатым изломом	
Мезозойская	Меловая	Глина серая, опока голубовато-серая, алевролит серый. Аргиллит темно-серый однородный	
	Юрская	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников	
	Триасовая	Прослои конгломератов и темно-серых аргиллитов, песчаников	
Палеозойская	Пермская	Чередование липаритов, базальтоидов с песчаниками, алевролитами и карбонатными осадками	

Рис. 1. Литолого-стратиграфическая характеристика скв. Черкашинской № 36-РГ

После окончания бурения и проведения перфорационных работ на Черкашинской площади из скважин стала поступать вода, обогащенная йодом и бромом [3, 4]. Как выяснилось впоследствии, минерализованные йодобромные воды, изливаясь на поверхность, оказывают отрицательное воздействие на экологию близлежащих водотоков. Однако в 2019 году произошли изменения химического состава вод фонтанирующей скважины, соответственно, трансформировался и ионный состав.

Объект и методы исследования

Основой данной работы послужило изучение химического состава скв. Черкашинской № 36-РГ (рис. 2). Пробы воды для химического анализа отбирали на станциях, местоположение которых регистрировали посредством GPS/ГЛОНАСС — спутниковой системы навигации, используя проекты компании Google — Google Earth и OpenStreetMap.

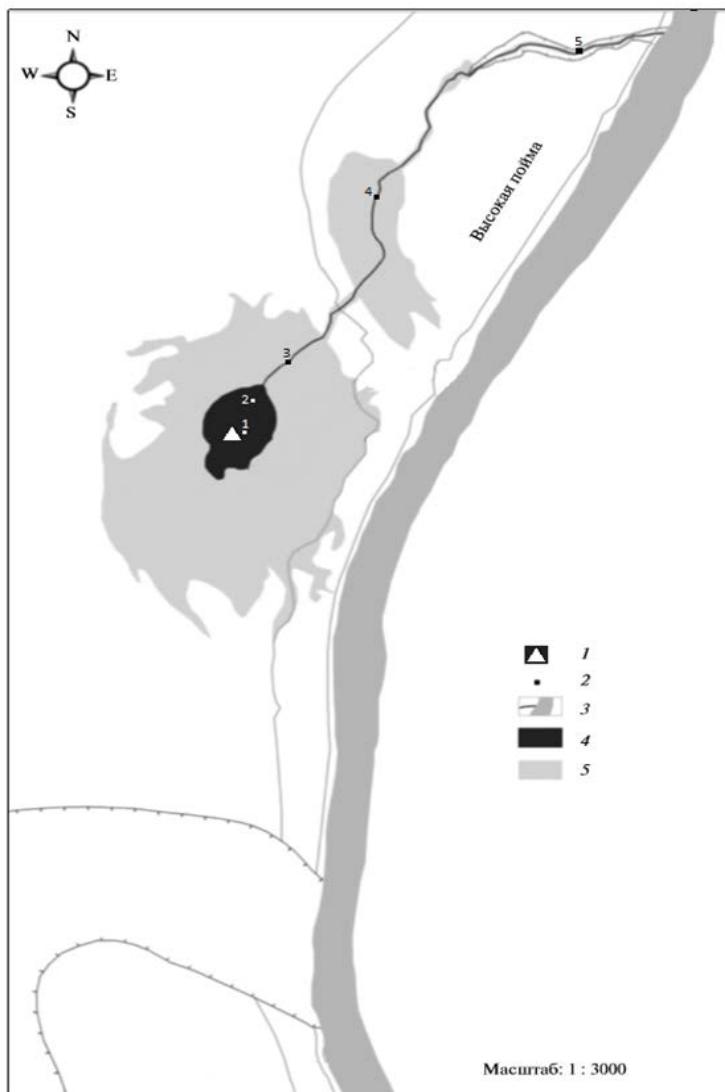


Рис. 2. Карта-схема территории скв. Черкашинской № 36-РГ:
 1Δ — скв. Черкашинская № 36-РГ; 2 — точка отбора проб воды близ скважины;
 3 — р. Аремзянка и ручей-приток минерализованной воды;
 4 — заболоченная область; 5 — уровень первой надпойменной террасы

Исследования качества воды для химического анализа производили стандартными методами в соответствии с ГОСТ Р 51592-2000¹, ГОСТ 17.1.5.01-80², РД 52.24.609-2013³.

¹ ГОСТ Р 51592-2000. Вода. Общие требования к отбору проб. – М.: Стандартинформ, 2008. – 48 с.

² ГОСТ 17.1.5.01-80. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к отбору донных отложений водных объектов для анализа на загрязненность. – Введ. 1982-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1982. – 7 с.

³ РД 52.24.609-2013. Организация и проведение наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в донных отложениях водных объектов. – Ростов н/Д: Росгидромет, ФГБУ «ГХИ», 2013. – 43 с.

Химический анализ воды включал качественные и количественные показатели, с помощью прибора «КАПЕЛЬ®-104Т» — высокоэффективного капиллярного электрофореза с УФ фотометрическим детектором определяли йодид- и бромид-ионы.

Химический анализ воды выполняли согласно аттестованным методикам и утвержденным документам.

Результаты

Надо отметить, что химический состав вод Черкашинского участка недр в общем-то однообразен, однако на отдельных скважинах результаты количественного химического анализа показывают особенности, характерные для данной территории.

Скважина № 36-РГ — одна из 19 гидрогеологических скважин на Черкашинском участке Тюменского месторождения с дебитом 1 000 м³/сут и температурой на изливе — 70 °C, фонтанирует несколько десятков лет.

Определено значение водородного показателя pH, в воде скважины этот показатель был равен 7,66 мг/дм³, в районе скважины составлял 8,0 мг/дм³, далее на станциях № 3–5 был одинаковым — 8,1 мг/дм³.

Ионный состав термальной воды скв. Черкашинской № 36-РГ показан в таблице 1.

Таблица 1

Ионный состав и жесткость термальной воды скв. Черкашинской № 36-РГ

Показатель, мг/дм ³	Скважина	Ручей			
		*0 № 2	20 № 3	90 № 4	200 № 5
HCO ₃	494,4	500,4	494,3	506,5	463,8
SO ₄	14,68	8,21	8,21	7,30	9,12
Cl	9 926,0	9 926,0	9 571,5	9 429,7	9 217,0
Na + K	7 204,8	6 948,0	6 724,8	6 602,4	6 542,4
Ca	232,5	216,4	200,4	204,4	208,4
Mg	58,3	60,8	60,8	51,0	43,7
J	21,0	—	—	—	—
Br	50,0	—	—	—	—

Примечание. *0 — расстояние от скважины, м; № 2 — станция, на которой отбиралась пробы воды.

Также определены интегральный показатель содержания в воде солей щелочноземельных металлов, преимущественно кальция и магния — 232 и 58 мг/дм³ соответственно, жесткость. Жесткость воды в скважине — 16,4 мг/дм³, в районе скважины она равнялась 15,84 мг/дм³, на станции № 3 составила 15,04 мг/дм³, на станции № 4 — 14,44 мг/дм³, а на станции № 5 — 14,04 мг/дм³.

Обсуждение

Для скв. Черкашинской № 36-РГ характерны минеральные воды с растворенными хлористыми солями натрия (хлоридно-натриевые II типа), в соответствии с ОСТ 41-05-263-86⁴ — гидрокарбонатно-хлоридная магниево-кальциево-натриевая.

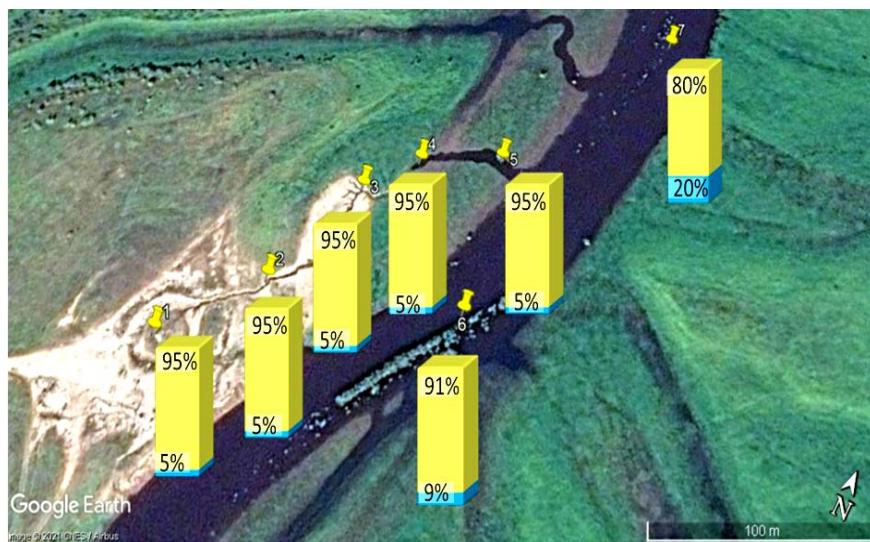
Надо отметить, что в воде наблюдается не только высокое содержание хлоридов, но и повышенное содержание ионов Na, K, Ca, Mg, (см. табл. 1). В воде скважины отмечены промежуточные компоненты — сульфат-ионы, содержание которых, как правило, лимитируется присутствием иона Ca^{2+} , также отмечено содержание гидрокарбонат-ионов, в связи с этим очень высок уровень минерализации воды [5].

Следует отметить, что в начале 1960-х годов минерализация подземных вод Черкашинского участка была одной из наиболее высоких и составляла более 15 300,0 мг/дм³. Необходимо добавить, что в 2017 году исследованная геотермальная вода скв. № 36-РГ отличалась от показателей 1964 года. Так, вода скважины стала менее минерализованной, и произошло это за счет снижения хлоридов. Надо признать, что на скв. Черкашинской №-36 РГ постепенно уровень минерализации уменьшался, несмотря на то, что еще в 2017 году содержание хлоридов, сульфатов, гидрокарбонатов, а также ионов калия, магния было высоким. В 2018 году минерализация в районе скважины снизилась примерно на 18 % (в сравнении с 1960-ми гг.).

Исследуемый ручей постоянного стока, образованный геотермальной водой самоизливающейся скважины, имеет длину 220 м. Несмотря на небольшую длину, химический состав воды в нем изменяется по длине и в зависимости от сезона года. В осенний период (октябрь 2017 г.) химический состав воды ручья отличался от воды скважины несущественно. Содержание хлоридов было так же велико на станциях отбора (№ 2–5), как и в скважине, и составляло около 95 % (рис. 3а).

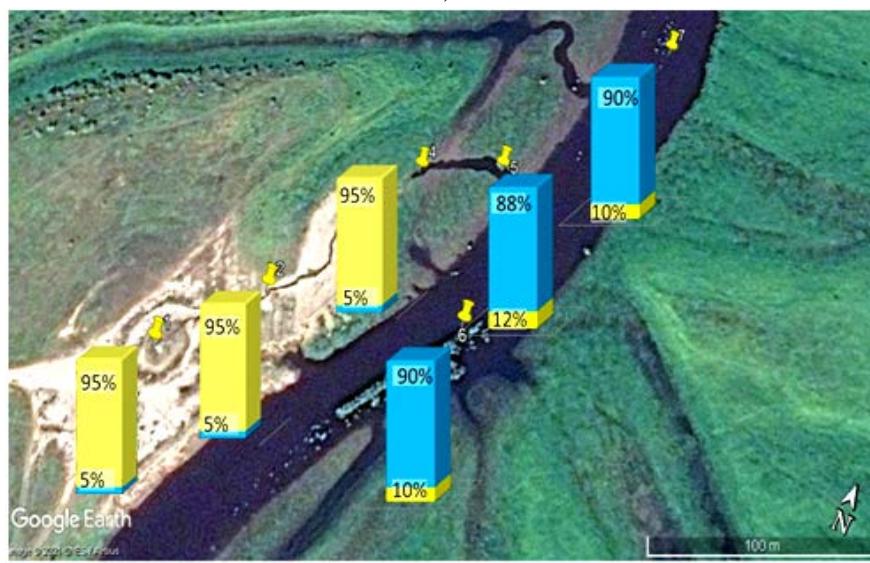
Различия между станциями по показателям основных ионов и их суммы не превышают 10 %, за исключением сульфатов [6–8]. В этом случае их средняя величина в пробах № 2–5 была ниже, чем в скважине. Весной, в период паводка, эти различия на аналогичных станциях ручья и с геотермальной водой были более существенными. На станции № 5 содержание HCO_3^- было ниже, чем осенью, в 4,2 раза, Cl — в 32,5, Na + K — в 35,2, Ca — в 6,5, Mg — в 5,1 раза. Жесткость стала ниже в 6,1, а сумма ионов — в 27,5 раза. На станции № 3 различия с осенними пробами были менее заметны, но следует отметить, что количественные показатели сульфатов, азота аммонийного, нитратов и фосфатов уменьшились в несколько раз [9].

⁴ ОСТ 41-05-263-86. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. – Введ. 1986-07-01. – 10 с.



Район скважины Черкашинской № 36 - РГ, 20.09. 2017 г

a)



Район скважины Черкашинской № 36 - РГ, 27.07.2019 г

б)

Рис. 3. Содержание Cl и HCO_3 (в %) в воде скважины и ручья
(у столбцов прописаны номера станций, где брались пробы)

Ручей не покрывается льдом даже в то время, когда температура воздуха становится отрицательной, тем не менее наблюдается отличие химического состава воды скважины № 36-РГ и на станции № 5 (перед впадением в р. Аремзянку) по сравнению с осенним периодом (значение становится ниже и довольно значительно): так, количество Cl — в 230 раз, $\text{Na} + \text{K}$ — в 42 раза, а сумма ионов — в 22,3 раза.

Как отмечалось выше, минерализация воды в ручье резко упала, и если раньше она была перенасыщенным раствором, так как концентрация хлорид-ионов составляла 95 % от массы всех анионов, то в 2019 году начинают преобладать гидрокарбонаты, и на расстоянии от скважины на 90 м и более происходит уменьшение хлоридов более чем на 90 % (рис. 3б).

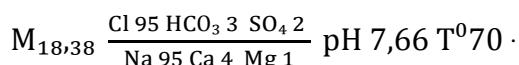
Минерализация и ионный состав исследуемых вод меняется в очень широких пределах. Формирование подземных вод находится в тесной взаимосвязи геологических и гидрогеологических факторов и выявлении их роли в формировании водных растворов осадочных бассейнов земной коры. К важным геологическим факторам относятся тектонический и литологический факторы, так как характер тектонических движений предопределяет пространственное распределение бассейнов седиментации, областей сноса, условия осадконакопления [10]. Следует отметить, что район, где находится скв. Черкашинская №-36 РГ, расположен в зоне избыточного увлажнения, поэтому одной из причин может являться нестабильность грунта (табл. 2).

Таблица 2

*Изменение ионного состава воды скв. Черкашинской № 36-РГ
с сентября 2017 года по февраль 2019 года*

Дата отбора проб	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺
Сентябрь 2017	494,26	10 026,0	368,9	232,5	58,32	7 204,8
Сентябрь 2018	482,1	9 571,5	319,4	180,4	91,13	6 433,2
Февраль 2019	518,7	8 597,0	27,38	190,4	53,46	5 704,1

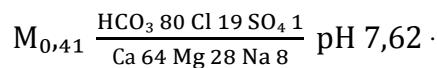
В макрокомпонентном составе воды в скважине преобладают хлориды (~95 мг-экв%), также натрий и калий (95 мг-экв%). Гидрокарбонаты содержатся в количестве 2,71 мг-экв%. Содержание кальция составляет 3,52 мг-экв% и магния — 1,46 мг-экв%. Содержание биологически активных компонентов: брома (Br) — 21 мг/дм³ и йода (J) — 6,72 мг/дм³. Формула химического состава воды скважины следующая:



Из формулы видно, что в гидрохимическом отношении йодобромные воды скв. Черкашинской № 36-РГ характеризуются как хлоридные натриевые соленые.

Большое влияние на первые две станции оказывают самоизливающиеся воды скв. Черкашинской № 36-РГ, особенно ярко это сказывается на станции № 2, где вода по составу почти такая же, как в скважине.

В макрокомпонентном составе зимой в воде ручья (как отмечалось выше, ручей не покрывается льдом), в 200 м ниже по течению, преобладают гидрокарбонаты (~80 мг-экв%) (то есть вода становится гидрокарбонатной, близкой по составу к воде р. Аремзянки). Хлориды содержатся в количестве 19,31 мг-экв%. Содержание кальция составляет ~64 мг-экв% и магния — 28 мг-экв%. Минерализация воды — 0,41 г/дм³. Формула химического состава воды ручья (ниже 200 м по течению, в 2019 г.) следующая:



Следовательно, характеристика химических показателей воды ручья меняется в зависимости от расстояния и по сезонам года. Пульсирующий характер изменчивости показателей ионного состава и минерализации вод, обусловленный промывным режимом водоносов и соотношением объема изливающихся вод, накопленных на водоносе солей и поверхностного стока талых и паводковых вод, представляет собой особенность влияния геотермальных вод на малые реки региона.

Необходимо отметить, что в силу близкого залегания подземных вод к поверхности и отсутствия выдержанного по площади глинистого водоупора в толще перекрывающих отложений большая часть территории области имеет очень слабую природную защищенность подземных вод, и все негативные проявления техногенной нагрузки, при внесе ряда загрязняющих веществ, отражаются на их качестве.

Выводы

Исследование гидрохимического режима скв. Черкашинской № 36-РГ на участке Тобольского района Тюменской области позволило проследить динамику солевого режима, а также содержание pH и жесткость воды.

Несмотря на то, что в настоящее время проходит распреснение воды, следует отметить, что в течение длительного времени происходило накопление солей в донных отложениях, характерное для всех сезонов, а это яркий показатель глубоких преобразований систем водотоков в зонах влияния самоизливающихся скважин.

Разливы геотермальных вод приводят к засолению почв водоносов и нарушению гидрохимического режима рек вблизи фонтанирующих скважин. Наглядным примером является работа Ю. А. Афанасьевой, С. И. Ларина и Н. С. Лариной [11], в которой показано, как минеральные сточные воды скважины Молчановской 5-Б сбрасываются в водоприемник р. Туры без очистных сооружений. Результаты гидрохимического анализа показывают, что озеро-старица преобразовалось в минеральное озеро ан-

тропогенного происхождения со средней минерализацией 8,7 г/л. В водотоке старицы разбавление минеральных вод природными не происходит. Впадение минеральных вод в поверхностные водоемы в обоих случаях спровоцировало изменение класса и степени минерализации этих вод.

Следовательно, нарушение правил и невыполнение работ по эксплуатации самоизливающихся скважин (не только Черкашинской № 36-РГ) могут существенно усугубить экологическую обстановку месторождений геотермальных вод и близлежащих территорий.

Список источников

1. Старков, В. Д. Геологическая история и минеральные богатства Тюменской земли / В. Д. Старков, Л. А. Тюлькова. – Тюмень : ИПП «Тюмень», 1996. – 190 с. – Текст : непосредственный.
2. Рудкевич, М. Я. Основы геологии и геохимии нефти и газа : учебное пособие / М. Я. Рудкевич. – Тюмень : Тюменский индустриальный институт, 1978. – 83 с. – Текст : непосредственный.
3. Коновалов, И. А. Экологическое состояние территорий в районах разведочных скважин нераспределенного фонда недр юга Тюменской области / И. А. Коновалов, И. В. Пак. – Текст : непосредственный // Окружающая среда и менеджмент природных ресурсов : тезисы докладов Международной конференции (Тюмень, 11–13 октября 2010 г.). – Тюмень : Тюменский государственный университет, 2010. – С. 177–179.
4. Коновалов, И. А. Экологические последствия воздействия пластовых вод из устья геологоразведочных скважин : специальность 03.02.08 «Экология (по отраслям)» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата биологических наук / Коновалов Илья Андреевич. – Тюмень, 2012. – 19 с. – Место защиты : Омский государственный педагогический университет. – Текст : непосредственный.
5. Беда, Н. П. Товароведческий анализ минеральных вод. Организация хранения и правила обращения с минеральными водами. Хранение медицинских пиявок : учебно-методическое пособие / Н. П. Беда, Л. Н. Геллер. – Иркутск : Иркутский государственный медицинский университет, 2011. – 22 с. – Текст : непосредственный.
6. Александров, А. С. Влияние геотермальной воды самоизливающейся скважины на химический состав воды, донных отложений и водотоков (ручей — р. Аремзянка — р. Иртыш) / А. С. Александров, Л. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Биогеохимия химических элементов и соединений в природных средах. Материалы III Международной школы-семинара молодых исследователей, Тюмень, 23–28 апреля 2018 года / Под редакцией В. А. Боева, А. И. Сысо, В. Ю. Хорошавина. – Тюмень : Тюменский государственный университет, 2018. – С. 151–153.
7. Гадиадуллина, А. Ш. Оценка токсичности донных грунтов водотоков в районе скважины № 36-РГ Тобольского района / А. Ш. Гадиадуллина, А. С. Александров, Л. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Актуальные вопросы науки и хозяйства : новые вызовы и решения. Сборник материалов LIII Международной студенческой научно-практической конференции (Тюмень, 29 марта 2019 г.). – Тюмень : Государственный аграрный университет Северного Зауралья, 2019. – С. 309–313.

8. Коваленко, А. И. Экологическая опасность геотермальных вод самоизливающихся скважин на площадь водосбора реки Иртыш в пределах Тобольского района Тюменской области / А. И. Коваленко, А. С. Александров, Л. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Современные научно-практические решения в АПК : сборник статей всероссийской научно-практической конференции. Часть 1 (Тюмень, 08 декабря 2017 г.). – Тюмень : Государственный аграрный университет Северного Зауралья, 2017. – С. 324–336. – Текст : непосредственный.

9. Mihailova, L. V. Influence of the saline waters of the flowing well on the chemical composition of water and bottom sediments in the Irtysh river and its tributary (Aremzyanka river) / L. V. Mihailova, A. A. Chemagin, A. S. Aleksandrov. – Text : electronic // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 395, Issue 1. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/395/1/012040>.

10. Посохов, Е. В. Формирование химического состава подземных вод (основные факторы) / Е. В. Посохов ; Главное управление гидрометеорологической службы при Совете Министров СССР, Гидрохимический институт (г. Новочеркасск). – 2-е изд., доп. и перераб. – Ленинград : Гидрометеоиздат, 1969. – 334 с. – Текст : непосредственный.

11. Афанасьева, Ю. А. Экологическая оценка влияния минеральных подземных вод на поверхностные водные объекты (на примере реки Тура) / Ю. А. Афанасьева, С. И. Ларин, Н. С. Ларина. – Текст : электронный // Актуальные проблемы обеспечения устойчивого развития Тюменского региона : материалы 68-й студенческой научной конференции (Тюмень, 20 апреля 2017 г.) / Под редакцией И. Д. Ахмедовой ; Тюменский государственный университет. – Тюмень : Тюменский государственный университет, 2017. – Вып. 3. – С. 41–48.

References

1. Starkov, V. D., & Tyul'kova, L. A. (1996). Geologicheskaya istoriya i mineral'nye bogatstva Tyumenskoy zemli. Tyumen, IPP Tyumen Publ., 190 p. (In Russian).
2. Rudkevich, M. Ya. (1978). Osnovy geologii i geokhimii nefti i gaza. Tyumen, Tyumenskiy industrial'nyy institute Publ., 83 p. (In Russian).
3. Konovalov, I. A., & Pak, I. V. (2010). Ekologicheskoe sostoyanie terrioriy v rayonakh razvedochnykh skvazhin neraspredelenного fonda nedr yuga Tyumenskoy oblasti. Okruzhayushchaya sreda i menedzhment prirodnykh resursov: tezisy dokladov Mezhdunarodnoy konferentsii, Tyumen, October, 11-13, 2010. Tyumen, Tyumen State University Publ., pp. 177-179. (In Russian).
4. Konovalov, I. A. (2012). Ekologicheskie posledstviya vozdeystviya plastoverykh vod iz ust'ya geologorazvedochnykh skvazhin. Avtoref. diss. ... kand. biol. nauk. Tyumen, 19 p. (In Russian).
5. Beda, N. P., & Geller, L. N. (2011). Tovarovedcheskiy analiz mineral'nykh vod. Organizatsiya khraneniya i pravila obrashcheniya s mineral'nymi vodami. Khranenie meditsinskikh piyavok. Irkutsk, Irkutsk State Medical University Publ., 22 p. (In Russian).
6. Aleksandrov, A. S., & Mikhaylova, L. V. (2018). Vliyanie geotermal'noy vody samoizlivayushcheysya skvazhin na khimicheskii sostav vody, donnykh otlozheniy i vodotokov (ruchey - r. Aremzyanka - r. Irtysh). Biogeokhimiya khimicheskikh elementov i soedineniy v prirodnykh sredakh. Materialy III Mezhdunarodnoy shkoly-seminara molodykh issledovateley, Tyumen, April, 23-28, 2018. Tyumen, Tyumen State University Publ., pp. 151-153. (In Russian).

7. Gadiadullina, A. Sh., Aleksandrov, A. S., & Mikhaylova, L. V. (2019). Otsenka toksichnosti donnykh gruntov vodotokov v rayone skvazhiny No. 36-RG Tobol'skogo rayona. Aktual'nye voprosy nauki i khozyaystva: novye vyzovy i resheniya. Sbornik materialov LIII Mezhdunarodnoy studencheskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, Tyumen, March, 29, 2019. Tyumen, Northern Trans-Ural State Agricultural University Publ., pp. 309-313. (In Russian).
8. Kovalenko, A. I., Aleksandrov, A. S., & Mikhaylova, L. V. (2017). Ekologicheskaya opasnost' geotermal'nykh vod samoizlivayushchikhsya skvazhin na ploshchad' vodosbora reki Irtysh v predelakh Tobol'skogo rayona Tyumenskoy oblasti. Sovremennye nauchno-prakticheskie resheniya v APK: sbornik statey vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Chast' 1. Tyumen, December, 08, 2017. Tyumen, Northern Trans-Ural State Agricultural University Publ., pp. 324-336. (In Russian).
9. Mihailova, L. V., Chemagin, A. A., & Aleksandrov, A. S. (2019). Influence of the saline waters of the flowing well on the chemical composition of water and bottom sediments in the Irtysh river and its tributary (Aremzyanka river). IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 395(1). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/395/1/012040>
10. Posokhov, E. V. (1969). Formirovanie khimicheskogo sostava podzemnykh vod (osnovnye faktory). 2nd edition, expanded and revised. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 334 p. (In Russian).
11. Afanasieva, Yu. A., Larin, S. I., & Larina, N. S. (2017). Environmental impact assessment of mineral underground water in surface water bodies (for example the Tura river). Aktual'nye problemy obespecheniya ustoychivogo razvitiya Tyumenskogo regiona: materialy 68-y studencheskoy nauchnoy konferentsii, Tyumen, April, 20, 2017. Vyp. 3. Tyumen, Tyumen State University Publ., pp. 41-48. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Александров Андрей Сергеевич, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, asaleksandrov1991@gmail.com

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

Альжанова Айнажан Сансыбаяевна, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Andrey S. Aleksandrov, Senior Lecturer at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, asaleksandrov1991@gmail.com

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

Aynazhan S. Alzhanova, Post-graduate at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 14.10.2023; одобрена после рецензирования 11.01.2024; принята к публикации 20.01.2024.

The article was submitted 14.10.2023; approved after reviewing 11.01.2024; accepted for publication 20.01.2024.

УДК 550.8:553.98

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-42-58

**Обоснование подхода к поиску и разведке продуктивных объектов
на примере анализа территорий Красноленинской
и Ангаро-Ленской нефтегазоносных областей**

С. Р. Бембель*, В. О. Рогожнева, Н. В. Уткин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**bembel_gsr@mail.ru*

Аннотация. Актуальность исследования определяется значительной степенью выработки запасов месторождений углеводородов (УВ), характеризующихся наиболее простыми условиями разработки и необходимостью поиска подхода к изучению месторождений, в пределах которых установка закономерностей строения залежей вызывает трудности. Цель работы — обоснование подхода к поиску и разведке локальных продуктивных зон по результатам анализа территориально удаленных друг от друга объектов различного геологического строения: тюменской и чорской свит. Первичной информацией для исследования послужили данные бурения, результаты геофизических исследований скважин, описание кернового материала, данные петрофизических исследований, информация об испытаниях и динамике работы скважин, материалы интерпретации 2D сейсмических исследований, а также опубликованные статьи. За основу приняты методы анализа и сравнения с целью выделения единых особенностей распределения залежей УВ изучаемых районов. По результатам исследований выявлена необходимость проведения совместного изучения проблемы локализации залежей нефти и газа посредством сопоставления закономерностей размещения локальных продуктивных объектов на удаленных территориях, отличающихся по своему геологическому строению, сформированы предпосылки для разработки комплексной методики изучения строения залежей УВ тюменской и чорской свит с позиции подхода к разведке сложнопостроенных объектов, подразумевающего совместное изучение возможностей протекания процессов, описываемых по отдельности как органической, так и неорганической гипотезами нефтегазогенерации. Сформулирована необходимость внедрения подхода к геологическому моделированию, учитывающего фрактальное строение геологических систем.

Ключевые слова: геологическое строение, разломная тектоника, реконструкция палеогеографических обстановок, фрактальные свойства геологической среды, тюменская свита, чорская свита

Для цитирования: Бембель, С. Р. Обоснование подхода к поиску и разведке продуктивных объектов на примере анализа территорий Красноленинской и Ангаро-Ленской нефтегазоносных областей / С. Р. Бембель, В. О. Рогожнева, Н. В. Уткин. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-42-58 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 42–58.

**Justification of the approach to searching for and exploring
productive objects: a case study of the Krasnoleninsk
and Angaro-Lena oil and gas regions**

Sergey R. Bembel*, Veronika O. Rogozhneva, Nikita V. Utkin

Abstract. The article provides a rationale for the approach to the search and exploration of local productive zones based on the analysis of geographically distant objects of different geological structures: the Tyumen and Chora formations. The need for a joint study of the problem of localizing oil and gas deposits has been identified by comparing the patterns of location of local productive objects in remote territories that differ in their geological structure. The relevance of the study is determined by the significant degree of depletion of reserves of hydrocarbon deposits, characterized by the simplest development conditions and the need to find an approach to the study of deposits, within which the establishment and description of the patterns of deposit structure cause difficulties. The primary information for the study was drilling data, geophysical well survey results, description of core material, petrophysical survey data, information on testing and well performance dynamics, 2D seismic interpretation materials, as well as published articles. Methods of analysis and comparison were adopted as a basis in order to highlight common features of the distribution of hydrocarbon deposits in the studied areas. In the course of the study, the prerequisites were formed for the development of a comprehensive methodology for studying the structure of hydrocarbon deposits of Tyumen and Chora formations from the perspective of an approach to the exploration of complex objects, implying a joint study of the possibilities of processes described separately by both organic and inorganic hypotheses of oil and gas generation. The need to introduce an approach to geological modeling that takes into account the fractal structure of geological systems is formulated.

Keywords: geological structure, fault tectonics, reconstruction of paleogeographical settings, fractal properties of the geological environment, Tyumen formation, Chora formation

For citation: Bembel, S. R., Rogozhneva, V. O., & Utkin, N. V. (2024). Justification of the approach to searching for and exploring productive objects: a case study of the Krasnoleninsk and Angaro-Lena oil and gas regions. Oil and Gas Studies, (1), pp. 42-58. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-42-58

Введение

Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов, к которым причисляют запасы нефти тюменской свиты Красноленинского свода Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), а также запасы газа и конденсата чорской свиты Ангаро-Ленской ступени Лено-Тунгусской НГП, характеризующихся сложным геологическим строением, требует выработки такого подхода к поиску и разведке сложнопостроенных отложений, посредством применения которого возможно раскрыть закономерности формирования залежей углеводородов (УВ) в пределах изучаемых территорий.

Актуальность данного исследования определяет значительная степень выработки запасов месторождений УВ, характеризующихся наиболее простыми условиями разработки и необходимостью поиска подхода к изучению месторождений, в пределах которых установление и описание закономерностей строения залежей вызывают определенные трудности. Так, современное состояние сейсмической изученности чорской свиты Ангаро-Ленской ступени, содержащей уникальные запасы газа и конденсата, является весьма неудовлетворительным. Это связано с большой сложностью

строения вышележащей соленосной толщи осадочного чехла, ухудшающей качество первичного сейсмического материала, и методикой обработки сейсмических данных [1]. Изменчивость и пониженные фильтрационные свойства отложений тюменской свиты обусловливают сложности разработки нефтеносных пластов, извлекаемые запасы которых на Красноленинском своде составляют несколько сотен миллионов тонн [2].

Разработка месторождений углеводородного сырья в мире в настоящее время сопровождается построением и систематической актуализацией разнообразных моделей, процесс работы с которыми осложняют высокая неоднородность осваиваемых продуктивных объектов, неспособность локализации и вовлечения в разработку значительной части запасов. Это является важнейшим признаком необходимости перехода к более тщательному и обоснованному подходу к формированию представлений о геологической среде [3].

В ходе проведения исследований, связанных с поиском закономерностей распространения углеводородных залежей в пределах отдельных нефтегазоносных районов, нами была выявлена необходимость проведения совместного изучения проблемы локализации залежей нефти и газа посредством сопоставления закономерностей размещения локальных продуктивных объектов на удаленных территориях, отличающихся по своему геологическому строению. За основу данного исследования приняты методы анализа и сравнения с целью выделения единых особенностей распределения залежей УВ изучаемых районов. Применение описанных в статье методов позволит подтвердить наличие закономерностей размещения нефти и газа, установленных в результате изучения отдельных территорий, а также избежать использования ложных корреляций при их наличии.

Особое внимание уделено изучению вероятности участия как эндогенных, так и экзогенных факторов на происхождение нефти. В последнее время наметилась тенденция к сближению двух противоречивых сторон биогенной и abiогенной гипотез, позволяя совместить их лучшие стороны. Так, биогенная гипотеза объясняет роль механизма преобразования органического вещества в нефть и газ на нисходящей ветви геохимического круговорота, а abiогенная гипотеза — на восходящей. Совокупность этих концепций можно рассматривать как взаимодополняющую систему представлений, отражающих два основных механизма формирования УВ в процессе глобального геохимического круговорота [3].

В результате исследования нами был сделан вывод о том, что принципиальный отказ от рассмотрения возможностей применения положений одной из гипотез нефтегазогенерации при разведке сложнопостроенных месторождений УВ способен привести к трудностям с увязкой разнородных данных и поиском закономерностей геологического строения при изучении перспектив разработки нефтегазоносных территорий. Сформированы предпосылки для разработки комплексной методики изучения строения залежей УВ тюменской свиты Красноленинского свода Западно-

Сибирской НГП и чорской свиты Ангаро-Ленской ступени Лено-Тунгусской НГП.

Стратегию поиска и разведки нефти и газа необходимо формировать с позиции всестороннего подхода к вопросу о процессах нефтегазогенерации. Современный подход к разведке сложнопостроенных объектов, какими являются пласты тюменской и чорской свит, должен включать совместное изучение и научное обоснование возможностей протекания процессов, описываемых по отдельности как органической, так и неорганической гипотезами нефтегазогенерации.

Объект и методика исследований

Объектом исследования являются отложения тюменской свиты средней юры и чорской свиты позднего венда, закономерности их геологического строения и характеристики, определяющие нефтегазоносные свойства описываемых пород.

В административном отношении районом проведенных исследований тюменской свиты является западная область ХМАО — Югры, в геологическом отношении принадлежащая восточной части крупной положительной структурной формы — Красноленинского свода. Это структурная форма I порядка, приуроченная к Красноленинскому нефтегазоносному району одноименной нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На территории исследований среднеюрские отложения представлены породами тюменской свиты, состоящей из нижней (пласты ЮК8-ЮК7), средней (пласты ЮК6-ЮК5) и верхней (пласты ЮК4-ЮК2) подсвит. Толщины и распределение песчаных слоев в этих отложениях значительно варьируются, кроме того, проницаемые пропластки имеют низкие коллекторские свойства. Породами-покрышками для тюменской свиты являются глинистые отложения, залегающие в средней и нижней частях абалакской свиты.

На описываемой территории анализ результатов данных грави- и магниторазведки выявил наличие глубоких дизьюнктивных нарушений, часто встречающихся на территории исследований. Эти разломы разделяют крупные блоки земной коры, прослеживаются в породах фундамента и существенно усложняют строение осадочного чехла.

Нефтеносные пласты верхней и средней подсвит тюменской свиты (ЮК2-3 и ЮК4-5) обладают значительными геологическими запасами нефти, однако продуктивность скважин на исследуемой территории сильно изменчива и в целом невысокая. Мощность отложений тюменской свиты на исследуемой территории различная: на отдельных участках ее осадочные отложения полностью отсутствуют, а на других достигают 350 метров. Залегание наиболее мощных отложений тюменской свиты связано с зонами погружения фундамента.

Анализ отложений тюменской свиты основан на результатах бурения, в том числе разведочных и добывающих скважин, а также данных 2D и 3D сейсмических исследований. При детальном анализе состава и свойств горных пород использованы исследования керна, опубликованные статьи и материалы выполненных оценок и подсчетов запасов УВС.

Следует отметить важную роль сейсмических данных, позволяющих проследить отражающие горизонты, приуроченные к кровле продуктивных пластов, построить структурные карты их кровли, выполнить палеоструктурный анализ территории исследований, а также атрибутный анализ волнового поля с целью поиска закономерностей распределения наиболее продуктивных участков пластов ЮК2-3, ЮК4 и ЮК5.

Нефтяные залежи тюменской свиты, приуроченные к пластам ЮК2-5 исследуемой площади, отличаются высокой изменчивостью как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях, и низкими коллекторскими свойствами. Вследствие наличия этих особенностей запасы УВ тюменской свиты определены как трудноизвлекаемые. Пониженные коллекторские свойства и сложная структура ловушек определяют ряд трудностей при добыче запасов УВ. Разработка эффективной стратегии добычи требует построения и, в последующем, актуализации надежных геологических моделей, основанных на тщательном изучении и комплексном анализе особенностей геологического строения тюменской свиты. Подобный многосторонний анализ пород с использованием разнородных доступных источников данных необходим для установления закономерностей уникальных характеристик отложений тюменской свиты.

Чорская свита в ходе исследования в административном отношении рассматривалась в пределах Казачинско-Ленского и Жигаловского районов Иркутской области. Геологически чорская свита относится к пологому моноклинальному склону Ангаро-Ленской ступени (юг Сибирской платформы). Продуктивными объектами чорской свиты являются пласти П1 и П2, которые, в свою очередь, относятся к парфеновскому горизонту — пачке песчаников в основании верхнечорской подсвиты. Общая толщина парфеновского горизонта на рассматриваемом участке варьируется в пределах 33,0–84,1 м.

Разработка вендских пород чорской свиты имеет важное значение как на региональном, так и на государственном уровне, что подчеркивается высоким общественным интересом к международному проекту магистрального газопровода «Сила Сибири». Породы парфеновского горизонта являются основным газоносным объектом отложений чорской свиты. Для этих пород характерно неравномерное переслаивание низкопроницаемых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Ввиду высокой сложности геологического строения и сильной изменчивости чорской свиты подход к добыче запасов газа и газоконденсата должен иметь комплексный, синергетический подход.

Первичная информация, использованная для анализа отложений чорской свиты в данной работе, включает данные бурения и результаты геофизических исследований скважин (ГИС), описание кернового матери-

ала и данные петрофизических исследований, данные по испытаниям и динамике работы скважин, материалы интерпретации 2D сейсмических исследований, опубликованные статьи.

Экспериментальная часть

Обработка и интерпретация данных сейсморазведки, в частности данных 3D-сейсморазведки, дают важнейшую опорную геолого-геофизическую информацию о строении объектов отложений тюменской свиты. На приведенном временном разрезе отчетливо выделяются разломы, затрагивающие весь геологический разрез, прослежен ряд локальных поднятий, приуроченных к выделенным разрывным нарушениям (рис. 1).

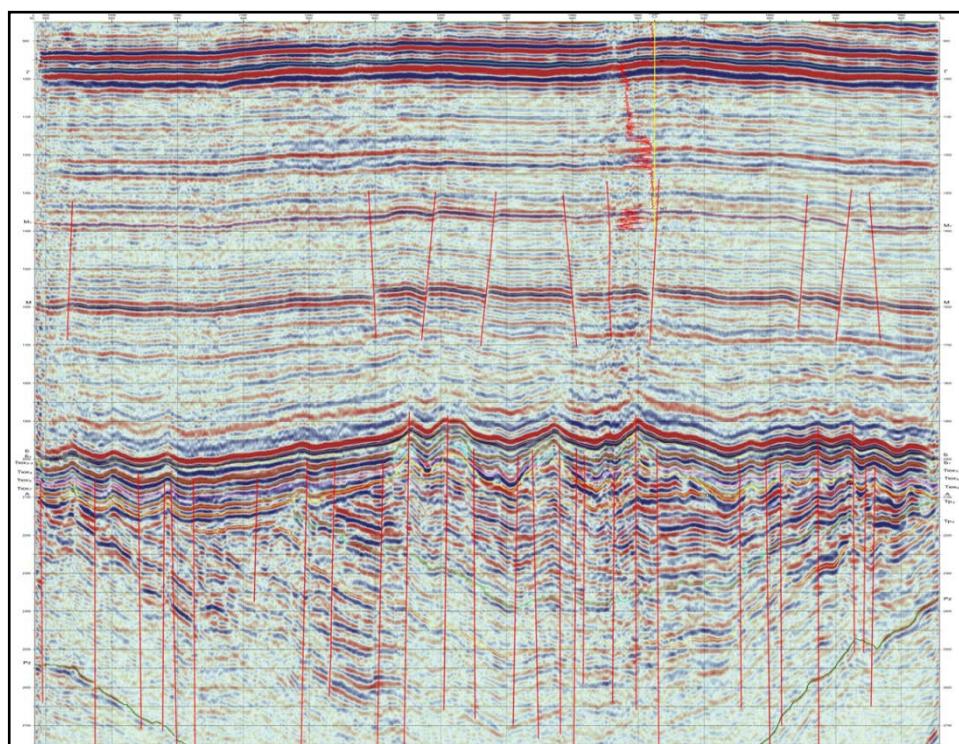


Рис. 1. Фрагмент временного разреза с проявлением дизъюнктивных нарушений и глубинной геодинамики исследуемой территории Красноленинского свода Западной Сибири

В основу формирования информационной базы положено представление о том, что ведущую роль при формировании структурного облика и его морфологии, а также вероятных скоплений в нем залежей нефти и газа играет тектоническая история развития территории исследований, наиболее ярко проявляющаяся на временных разрезах в виде зон разрывных нарушений и локальных поднятий. На рассматриваемой территории можно выделить отдельные положительные структуры, связанные с разрывными

нарушениями. Более того, дизъюнктивы могут выступать в качестве путей миграции УВ, что подчеркивает необходимость тщательного изучения особенностей проявления разломной тектоники [3].

Достоверный геологический анализ территории основан на сопоставлении результатов ГИС и опробования с данными керна. Для создания комплексной и точной структурной основы для дальнейшего анализа сейсмических и промысловых геофизических данных была проведена корреляция с использованием материалов ГИС и ссылок на керновые данные разведочных и добывающих скважин.

Отложения продуктивных пластов ЮК2-5 имеют разнообразный литологический состав и состоят из глинистых и песчано-алевритовых пород с редкими прослоями угля. Эти отложения первоначально формировались в континентальной обстановке, постепенно переходящей в прибрежную равнину, погружающуюся в море. Более молодые пласти ЮК2-3 состоят преимущественно из выдержаных песчано-алевритовых тел, сформировавшихся на прибрежно-морской равнине, где отлагались приносимые реками осадки. Породы-коллекторы распространены очагами. При этом доля прибрежно-морских отложений относительно невелика из-за эрозии, вызванной морской трансгрессией. Наиболее мощные отложения пластов ЮК2-3 залегают в дельтовых тела. Более древние, нижележащие отложения пластов ЮК4-5 формировались в континентальных условиях в пределах аллювиальных систем. Эти слои достигают максимальной мощности в прогибах между приподнятыми структурными элементами и имеют вытянутую, извилистую форму, типичную для аллювиальных систем. В пласте ЮК4 основные породы-коллекторы приурочены к телам русел и распределительных каналов. В пласте ЮК5 распространение пород-коллекторов ограничено залеганием тел русового генезиса сложной структуры [4, 5].

С целью уточнения геологической модели были привлечены установленные закономерности распределения субобстановок в горизонтах ЮК2-3, ЮК4, ЮК5 и ЮК6, полученные на основе анализа керна К. А. Кошневич и др. [6]. Интерпретация геофизических исследований скважин, вскрывших наиболее мощные породы-коллекторы с наименьшей степенью расчлененности, была использована для обоснования прогноза распределения коллекторских свойств в пласте ЮК2-3. Анализ имеющихся данных бурения, керна и сейморазведки позволил выявить область с руслами дельт и конусами субдельт и принять ее в качестве тренда литотипического распределения мелко-среднезернистых и разнофракционных песчаников. Тренд был выделен в том числе на основе карт изохор между отражающими горизонтами ТЮК4 и ТЮК2-3. Вытянутая форма изопахит указывает на области развития русловых и дельтовых каналов. Исходя из проведенной корреляции разнородных геолого-геофизических данных, была установлена ширина русловых каналов, составляющая от 2 до 4 км; общая длина русловых каналов на исследуемой территории составляет до 50 км. Прогнозная эффективная мощность проницаемых пропластков пласта ЮК2-3,

подтвержденная фактическими скважинными данными, составила от 4 до 10–12 м. Размеры русел пласта ЮК4, имеющих сложную морфологию, определяются аналогично и варьируются от 0,5 до 2,5 км. Прогнозные мощности песчаников пласта ЮК4 по данным скважин на участках с улучшенными коллекторскими свойствами составляют от 4 до 12–14 м. Наиболее продуктивный участок пласта ЮК5, как и пласта ЮК4, связан с русловыми каналами. Наиболее продуктивные части расположены вблизи сводовых частей поднятий на склоновых частях положительных структурных форм. Потенциал наиболее погруженных участков пласта не определен вследствие отсутствия скважин, вскрывающих их.

Схема, иллюстрирующая прогноз диапазона мощностей коллекторов пласта ЮК4 и их распространение, представлена на рисунке 2.

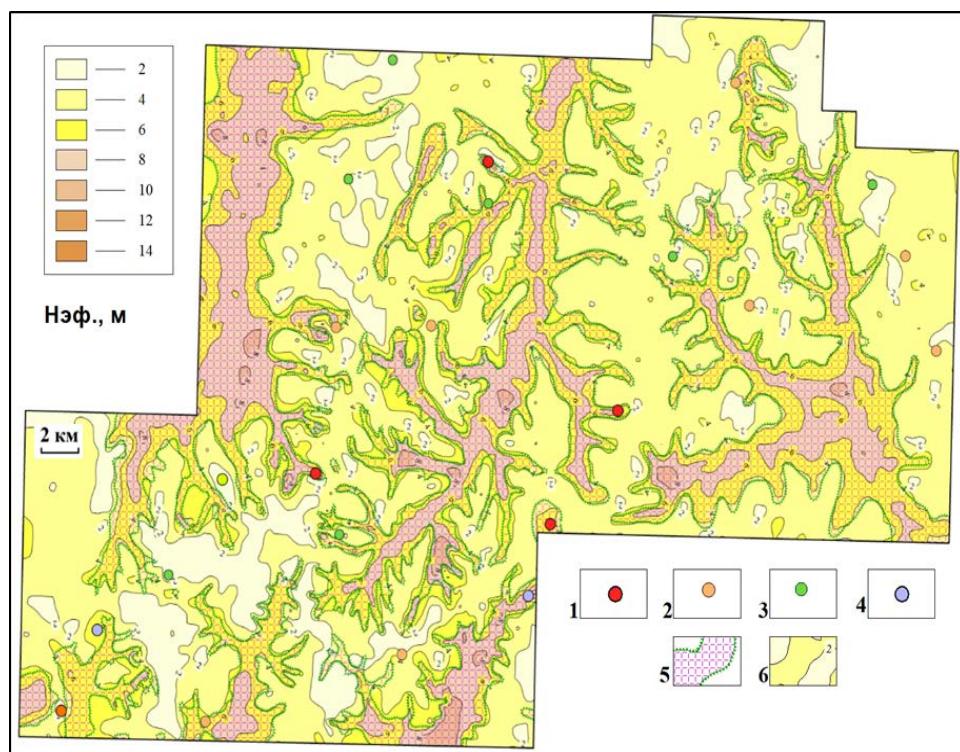


Рис. 2. Прогноз диапазона мощностей коллекторов пласта ЮК4 и их распространение: 1 — местоположение скважин, с наличием в разрезе пачки русловых песчаников; 2 — местоположение скважин, с наличием в разрезе переслаивания русловых и пойменных отложений; 3 — местоположение скважин, с преобладанием в разрезе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

В ходе анализа сейсмической информации по ковыктинскому и хандинскому участкам выявлены несколько зон деструкции

осадочного чехла, которые уверенно прослеживаются как на карте когерентности, так и на временном разрезе (рис. 3, 4). Примечательно, что стартовые дебиты газа выше на тех кустовых площадках, которые расположены относительно близко к зонам деструкции, картируемым по карте когерентности парфеновского горизонта.

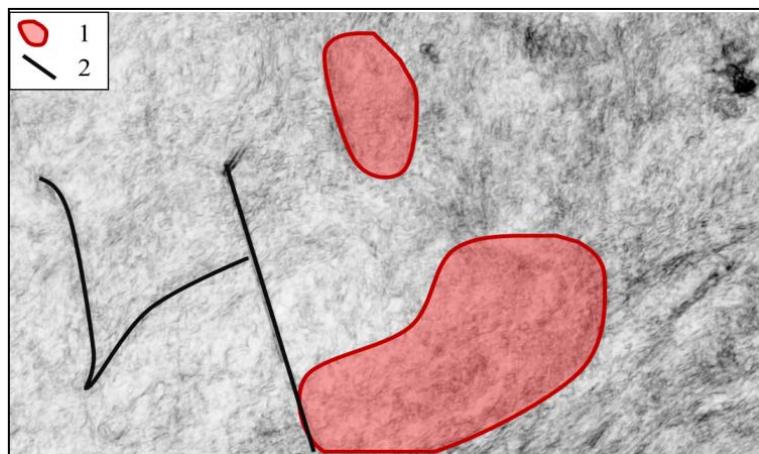
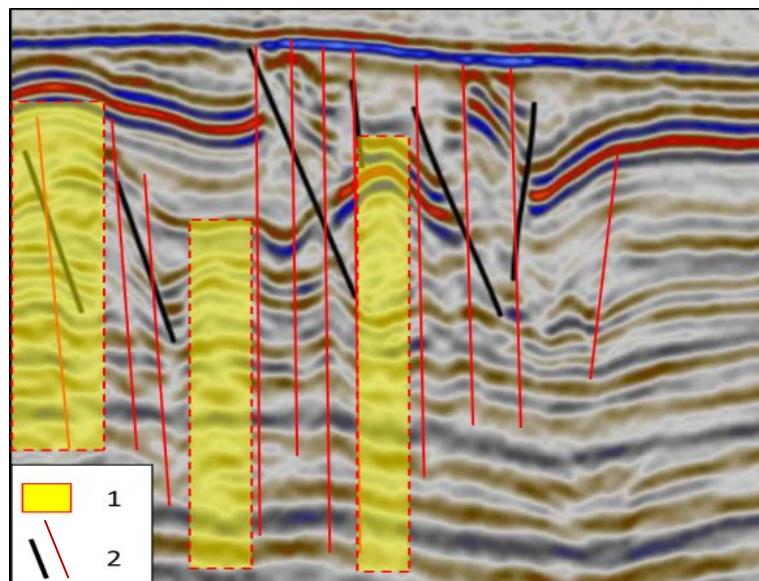


Рис. 3. Карта когерентности парфеновского горизонта с нанесенными зонами деструкции: 1 — зоны деструкции; 2 — выявленные дизъюнктивные нарушения



*Рис. 4. Проявление дизъюнктивных нарушений и глубинной геодинамики исследуемой территории Ангаро-Ленской ступени Восточной Сибири:
1 — зоны деструкции; 2 — выявленные дизъюнктивные нарушения*

При этом распределение значений карт эффективных толщин и фильтрационно-емкостных свойств газоносного объекта не учитывает данную информацию, что может привести к значительным по величине погрешностям в результате построения 3D геологических моделей.

По имеющейся у авторов сейсмической информации однозначно дать оценку положению палеодельты на момент формирования пород парфеновского горизонта не представляется возможным. Однако с высокой долей вероятности можно утверждать, что палеодельта была ориентирована в юго-западном направлении [7].

Примечательно, что для большинства залежей углеводородов Восточной Сибири, а в частности и залежей в породах-коллекторах чорской свиты, источник нефтегазогенерации не установлен. Данная проблема привлекает широкое внимание и отсылает авторов к рассмотрению альтернативных концепций генерации и миграции УВ с целью уточнения понимания концепции сложнопостроенных залежей.

Результаты и обсуждение

В ходе проведения данного исследования мы пришли к выводам о необходимости применения комплексного анализа при решении проблем и перспектив развития технологий обработки информации при геологическом моделировании. Исходя из совместного анализа двух существенно отличающихся в геологическом плане территорий, находящихся друг от друга на значительном расстоянии и приуроченных к разновозрастным структурным формам, нами была выделена общая проблема, связанная со сложностью и трудозатратностью корреляции большого объема разнородной геолого-геофизической информации. Поиск закономерностей геологического строения таких отложений, как тюменская и чорская свиты, и их последующее компьютерное моделирование являются весьма сложными процессами вследствие недостаточного развития цифровых технологий обработки производственной информации, заключающегося в аппаратной невозможности расчета полномасштабных геолого-гидродинамических моделей с размером ячеек, который позволил бы отразить реальное представление о геологическом строении рассматриваемого объекта и процессах, протекающих в нем.

Авторы подчеркивают необходимость формировать стратегию поиска и разведки новых залежей УВ, а также методику доизучения разрабатываемых объектов с позиции всестороннего подхода к вопросу нефтегазогенерации. В данной работе также рассмотрены процессы миграции и накопления УВ в связи с уже сформированными и формирующими зонами вертикальной деструкции толщ земной коры.

Для пород парфеновского горизонта такой подход актуален на фоне богатой тектонической истории региона (нами подчеркнуто выявленное разнообразие тектонических аномалий и нарушений) и тем, что территория исследования на текущий момент остается сейсмически активной.

Для пород тюменской свиты актуальным является подробное изучение зон дезинтеграции горных пород и детальное исследование разломной тектоники с позиции рассмотрения глубинных разломов как возможных зон миграции восходящих флюидов. Более того, отмечается приуроченность разломов к локальным сводовым поднятиям, которые могут образовывать ловушки УВ. Все это подчеркивает высокую значимость рассмотрения истории формирования изучаемых залежей УВ и выбора стратегии доизучения территории с последующей разработкой с привлечением концепций дегазации Земли и глубинной нефти, включая элементы геосолитонной концепции.

Необходимость обосновления состояния развития цифровых технологий обработки геолого-геофизических данных как проблемного поля в науке определяется актуальным положением потребности в ручной корреляции огромного количества этих данных. Одним из примеров трудозатратности поиска закономерностей строения отложений нефтегазоносных пластов является процесс прослеживания и картирования хода морской трансгрессии и изменяющихся в ее процессе форм прибрежных русловых и дельтовых каналов. На рисунке 5 приведен пример использования данных 3D-сейсморазведки для неавтоматизированного прослеживания и очерчивания конфигурации тел палеорусел в интервале пластов группы ЮК тюменской свиты (рис. 5).

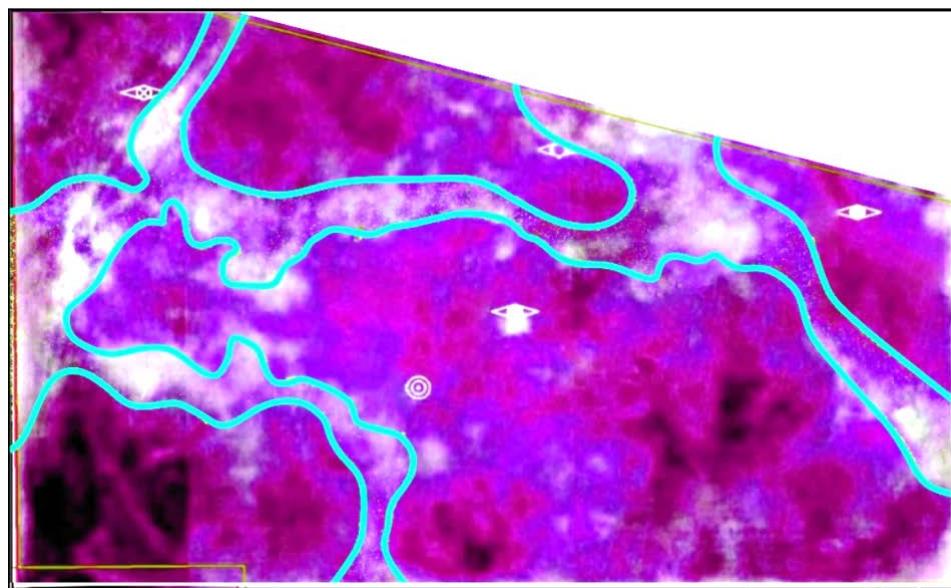


Рис. 5. Пример использования данных 3D-сейсморазведки для выделения и очерчивания тел палеорусел тюменской свиты

Такая процедура моделирования проводится посредством детального сопоставления и комплексирования данных сейсморазведки с точечными

данными изучения кернового материала и результатов геофизических исследований скважин [8].

Аналогичная проблема наблюдается и в ходе исследования отложений чорской свиты при моделировании хода трансгрессии моря и определении направления сноса осадочного материала. Сложность моделирования парфеновского горизонта — объекта, относящегося к отложениям чорской свиты, продиктована особенностями формирования пород: как аллювиально-дельтовый комплекс с влиянием приливно-отливных процессов (рис. 6).

Как следует из анализа наиболее часто применяемых на геологическом производстве пакетов программных обеспечений, на сегодняшний день они не обладают принципиальной возможностью снижения трудоемкости процесса реконструкции палеогеографических обстановок, без которого невозможно определение закономерностей геологического строения территории.

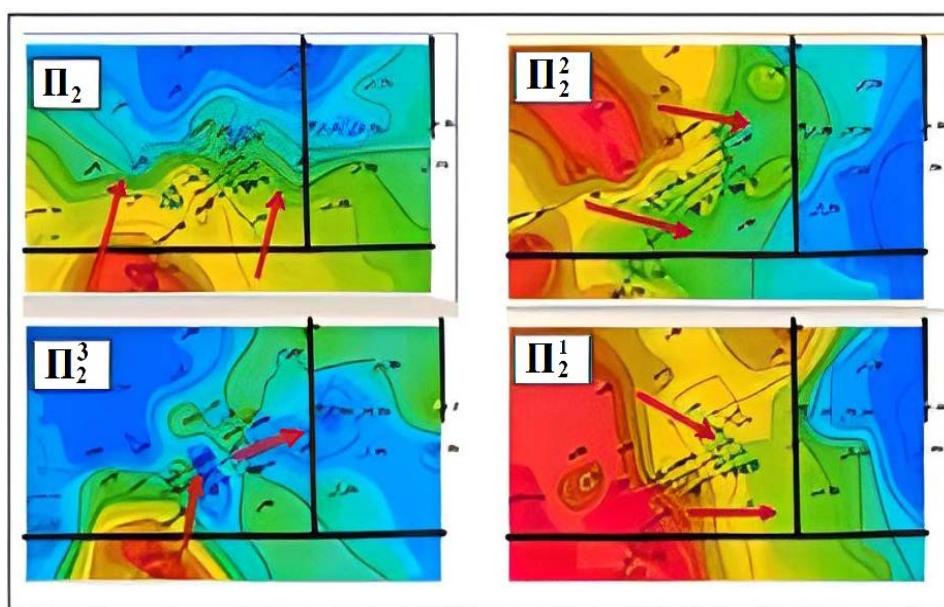


Рис. 6. Пример прослеживания направлений сноса обломочного материала на картах общих толщин парфеновского горизонта

Исходя из оценки состояния внедрения цифровых технологий обработки информации в процесс геологического моделирования, представляется возможным наметить перспективы их дальнейшего развития. Актуальным направлением является поиск способов обработки информации, используемой для палеофициального моделирования, посредством применения технологий самообучающихся сетей на основе картографической информации развития современных речных систем с ее разграничением и привязкой к различным седиментологическим условиям.

Спешный ввод в разработку сложных и, следовательно, недостаточно разведанных отложений выступает существенным фактором, обуславливающим низкую рентабельность добычи УВ. Многолетний опыт нефтегазовой отрасли России и мира свидетельствует о том, что истинная морфология отложений и структура пластовых флюидов в пределах различных регионов всегда намного более сложная и отличается от представлений, первоначально принятых при проектировании разработки нефтегазоносных объектов [8].

Ключевой предпосылкой необходимости перехода на следующий, зачастую более совершенный уровень организации и подхода к структурированию окружающей среды, является значительная изменчивость свойств изучаемых геологических объектов (вмещающих пород, пластовых флюидов и т. д.), не позволяющая дальнейшее использование традиционных и относительно простых подходов к геологическому моделированию в целях достижения удовлетворительных фактических результатов, в должной степени коррелирующих с расчетными величинами [8].

На сегодняшний день в силу применения на геологическом производстве ряда пакетов программных обеспечений, базирующихся на подобных друг другу принципах, в геологическом моделировании повсеместно преобладает представление подземной среды в виде ячеистого каркаса, внутри которого планомерно происходят построения на всех этапах моделирования. В подавляющем большинстве расчетные сетки, наиболее часто использующиеся в гидродинамическом и геологическом моделировании, представляют собой блоки, состоящие из ряда прилегающих друг к другу шестигранников. Модели такой геометрии почти полностью исключают возможность работы со свойством самоподобия, присущим многим природным объектам.

В результате проведенного анализа моделирования пород-коллекторов трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к геологическим телам сложной конфигурации, предлагается рассмотрение возможности внедрения подхода к геологическому и гидродинамическому моделированию, использующего теорию фракталов, а также рассмотрения возможности разработки соответствующих каркасов цифровых геологических моделей. Под фракталом подразумевается геологический объект, обладающий свойством самоподобия [8]. Изучение подобного подхода к организации строения различных геологических систем освещается в трудах отечественных и зарубежных ученых [8–10]. В рассмотренных отложениях тюменской и чорской свит ярким проявлением фрактальности геологической среды являются реконструированные системы палеорусловых каналов, водотоки которых образовали иерархию аллювиальной системы с каналами уменьшающейся ширины и протяженности. Фрактальные свойства также находят свое проявление в других характеристиках и процессах, связанных с геологическими явлениями, среди которых и механические свойства отложений, и особенности процессов фильтрации пластовых флюидов [8], в том числе высоковязких нефти.

Таким образом, внедрение фрактального моделирования геологических сред, а также последующих математических расчетов, учитывающих иерархические свойства природных тел и материалов, может найти применение при разрешении наиболее актуальных проблем геологии, среди которых остро требуют выработки новых подходов проблемы картирования пород-коллекторов трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к геологическим телам сложной конфигурации, а также проблемы последующего гидродинамического моделирования процесса вытеснения трудноизвлекаемых флюидов, в том числе высоковязких нефти, газового конденсата и расчета динамики других пластовых флюидов. Кроме того, необходима опора на конкретные тектоно-седиментационные условия формирования всей территории. Подобные исследования в последние годы показали свою эффективность при поиске наиболее перспективных локальных зон [11].

Выводы

Несмотря на существенное различие геологического строения представленных регионов, можно уверенно сформулировать общие принципы и тенденции для разработки комплексной методики изучения строения залежей углеводородов тюменской свиты Красноленинского свода Западно-Сибирской НГП и чорской свиты Ангаро-Ленской ступени Лено-Тунгусской НГП.

1. Стратегию поиска и разведки нефти и газа необходимо формировать с позиции всестороннего подхода к вопросу о процессах нефтегазогенерации. Современный подход к разведке сложнопостроенных объектов, какими являются пласти тюменской и чорской свит, должен включать совместное изучение и научное обоснование возможностей протекания процессов, описываемых по отдельности как органической, так и неорганической гипотезами нефтегазогенерации.

2. Актуальным направлением развития палеофациального моделирования аллювиальных систем является поиск способов обработки геолого-геофизической информации с применением технологий самообучающихся сетей на основе картографической информации развития современных речных систем с ее разграничением и привязкой к различным седиментологическим условиям.

3. Сформулирована необходимость внедрения подхода к геологическому и гидродинамическому моделированию, учитывающего фрактальное строение геологических систем; рассмотрена возможность разработки соответствующих каркасов цифровых геологических моделей.

4. На обсуждение вынесена актуальность положений концепции глубинного образования УВ для рассмотренных объектов, что проиллюстрировано достаточно обширным наличием субвертикальных зон

и каналов деструкции горных пород, выделяемых в строении объектов по данным сейсмических методов.

Список источников

1. Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции : сборник статей / Под редакцией Н. В. Мельникова. – Москва : Недра, 1977. – 205 с. – Текст : непосредственный.
2. Геологическая модель и обоснование оптимального размещения скважин на объектах тюменской свиты западной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры / С. Р. Бембель, Р. В. Авершин, Р. М. Бембель, В. И. Кислухин. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-6-8-24. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 6. – С. 8–24.
3. Бембель, С. Р. Уточнение геологического строения отложений тюменской свиты по результатам тектоно-седиментационного анализа восточной части Красноленинского свода Западной Сибири / С. Р. Бембель, Р. М. Бембель, В. О. Рогожнева. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-9-25. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 9–25.
4. Геологические особенности и оценка добывчного потенциала отложений тюменской свиты / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев. – DOI 10.17072/psu.geol.16.1.1.61. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 61–67.
5. Бембель, С. Р. Геологические модели залежей нефти тюменской свиты в западной части ХМАО — Югры / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа. Проблемы, исследования и инновации : материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 24–25.
6. Костеневич, К. А. Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты Красноленинского свода / К. А. Костеневич, О. И. Белоус, С. А. Слюнкина. – Текст : непосредственный // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге : труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, Томск, 10–12 апреля 2017 г. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 84–90.
7. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, Ф. К. Салманов. – Москва : Недра, 1975. – 680 с. – Текст : непосредственный.
8. Бембель, С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири : монография / С. Р. Бембель. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. – 226 с. – Текст : непосредственный.
9. Алексеевский, Н. И. Фрактальные свойства речных систем и их использование в гидрологических расчетах / Н. И. Алексеевский, А. Г. Косицкий, А. В. Христофоров. – Текст : непосредственный // Вестник Томского государственного университета. – 2013. – № 371. – С. 167–170.
10. Bak, P. Self-organized criticality : an explanation of 1/f noise / P. Bak, C. Tang, K. Wiesenfeld. – Direct text // Physical Review Letters. – 1987. – Vol. 59, Issue 4. – P. 381–384.

11. Горбунов, П. А. Особенности прогноза нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, С. Р. Бембель. – Текст : электронный // Вестник Евразийской науки. – 2020. – Т. 12, № 1. – URL: <https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf>.

References

1. Mel'nikov, N. V. (Ed.) (1977). Geologiya i neftegazonosnost' Lenotungusskoy provintsii: sbornik statey. Moscow, Nedra Publ., 205 p. (In Russian).
2. Bembel, S. R., Avershin, R. V., Bembel, R. M., & Kislyukhin, V. I. (2020). Geological model and optimal well placement substantiation at the western part Tyumen suite layers of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra. Oil and Gas Studies, (6), pp. 8-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-8-24
3. Bembel, S. R., Bembel, R. M., & Rogozhneva, V. O. (2022). Definition of the geological structure of deposits of Tyumen suite based on the results of tectonic-sedimentary analysis of the eastern part of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia. Oil and Gas Studies, (6), pp. 9-25. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-9-25
4. Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2017). Geological characteristics and assessment of the potential production of the Tyumen suite deposits. Bulletin of Perm University. Geology, 16(1), pp. 61-67. (In Russian).
5. Bembel, S. R. (2019). Geologicheskie modeli zalezhey nefti tyumenskoy svity v zapadnoy chasti KhMAO — Yugry. Trudnoizvlekaemye zapasy nefti i gaza. Problemy, issledovaniya i innovatsii: materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 24-25. (In Russian).
6. Kostenevich, K. A., Belous, O. I., & Slyunkina, S. A. (2017). Vliyanie usloviy formirovaniya i postsedimentatsionnykh protsessov preobrazovaniya otlozheniy na strukturu pustotnogo prostranstva i fil'tratsionno-emkostnye svoystva porod-kollektorov produktivnogo gorizonta tyumenskoy svity Krasnoleninskogo svoda. Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: trudy III Vserossiyskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya, Tomsk, April, 10-12, 2017. Tomsk, TSPPS ND Publ., pp. 84-90. (In Russian).
7. Kontorovich, A. E., Surkov, V. S., & Salmanov, F. K. (1975). Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy. Moscow, Nedra Publ., 680 p. (In Russian).
8. Bembel, S. R. Geologiya i kartirovanie osobennostey stroeniya mestorozhdeniy nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 226 p. (In Russian).
9. Alekseevskiy, N. I., Kositskiy, A. G., & Khristoforov, A. V. (2013). Fraktal'nye svoystva rechnykh sistem i ikh ispol'zovanie v gidrologicheskikh raschetakh. Tomsk State University Journal, (371), pp. 167-170. (In Russian).
10. Bak, P., Tang, C., & Wiesenfeld, K. (1987). Self-organized criticality: an explanation of the 1/f noise. Physical Review Letters, 59(4), pp. 381-384. (In English).

11. Gorbunov, P. A., Vorobyev, S. V., & Bembel, S. R. (2020). Features of the forecast of oil and gas potential in the northern part of the West Siberian Plate based on the tectonic dislocation model of the sedimentary cover. The Eurasian Scientific Journal, 12(1). (In Russian). Available at: <https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf>

Информация об авторах / Information about the authors

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

Рогожнева Вероника Олеговна,
аспирант кафедры геологии место-
рождений нефти и газа, Тюменский
индустриальный университет, г. Тю-
мень

Уткин Никита Владимирович,
аспирант кафедры геологии место-
рождений нефти и газа, Тюменский
индустриальный университет, г. Тю-
мень

Sergey R. Bembel, Doctor of Geol-
ogy and Mineralogy, Professor at the De-
partment of Geology of Oil and Gas
Fields, Industrial University of Tyumen,
bembel_gsr@mail.ru

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

Nikita V. Utkin, Postgraduate at
the Department of Geology of Oil and Gas
Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 11.01.2024; одобрена после рецензирования 25.01.2024; принята к публикации 29.01.2024.

The article was submitted 11.01.2024; approved after reviewing 25.01.2024; accepted for publication 29.01.2024.

УДК 556.38
DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-59-70

Влияние фильтрационной неоднородности горных пород на прогнозные расчеты при подсчете запасов пресных подземных вод Нефтеюганского месторождения

В. И. Козырев^{1, 2*}, Ю. В. Васильев²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

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

*kozyrev-v@mail.ru

Аннотация. Под фильтрационной неоднородностью горных пород в гидрогеологии обычно подразумеваются неоднородность водопроводимости водоносного пласта. Методы определения водопроводимости в большинстве случаев предназначены для однородных водоносных пластов. Но в реальных условиях природные гидрогеологические объекты являются неоднородными, что приводит к затруднению интерпретации опытных данных гидродинамических исследований на таких объектах, а также к ошибкам в расчетах при подсчете запасов подземных вод. В статье показано влияние фильтрационной неоднородности горных пород на прогнозные расчеты при подсчете запасов. Исследования, включающие в себя гидродинамические опробования (кустовые откачки), выполнены на одном из крупных месторождений пресных подземных вод Широтного Приобья — Нефтеюганском. Опытные данные, полученные в результате проведения четырех опытов, проинтерпретированы в рамках модели Тейса. Определены параметры водоносной толщи: коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности. В статье приведены прогнозные расчеты понижения уровня воды в центре большого колодца. Прогноз выполнен по трем вариантам, учитывающим фильтрационную неоднородность водоносного пласта на месторождении. В результате установлено влияние фильтрационной неоднородности на прогнозные расчеты. Ошибка в расчетах при подсчете запасов подземных вод по Нефтеюганскому месторождению может составлять 51 %. В работе предложено на участках недр с фильтрационной неоднородностью для получения достоверных параметров по месторождению проводить длительные гидродинамические исследования с целью охвата возмущением водоносного пласта большим размером, чем фильтрационная неоднородность горных пород.

Ключевые слова: подземные воды, фильтрационная неоднородность, кустовые откачки, месторождение пресных подземных вод, коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности, прогнозные расчеты

Для цитирования: Козырев, В. И. Влияние фильтрационной неоднородности горных пород на прогнозные расчеты при подсчете запасов пресных подземных вод Нефтеюганского месторождения / В. И. Козырев, Ю. В. Васильев. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-59-70 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 59–70.

The impact of rock filtration heterogeneity on fresh groundwater reserve prediction calculations in the Nefteyuganskoye field

Vladimir I. Kozyrev^{1, 2*}, Yuri V. Vasilev²

¹*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

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

**kozyrev-v@mail.ru*

Abstract. In hydrogeology, filtration heterogeneity of rocks usually means heterogeneity of water conductivity of an aquifer. Methods for determining water conductivity are primarily designed for homogeneous aquifers. However, natural hydrogeological objects are often heterogeneous, which can complicate the interpretation of experimental data from hydrodynamic studies and lead to errors in calculating groundwater reserves. The article shows the impact of rock filtration heterogeneity on reserve calculation forecasts. The studies, including hydrodynamic testing (cluster pumping), were carried out at the Nefteyuganskoye field, which is one of the major fresh groundwater deposits of the Latitudinal Ob region. The experimental data from four experiments were interpreted using the Theis model. The parameters of the aquifer are determined: coefficient of water conductivity and pressure conductivity factor. The article presents predictive calculations for the reduction of water levels in the center of a large well. The forecast was conducted for three options, taking into account the filtration heterogeneity of the aquifer in the field. Consequently, the impact of filtration heterogeneity on the forecast calculations was determined. The calculation error in estimating groundwater reserves at the Nefteyuganskoye field could be as high as 51 %. The article suggests conducting long-term hydrodynamic studies in subsurface areas with filtration heterogeneity to obtain reliable field parameters. This will cover the disturbance of an aquifer with a larger size than the filtration heterogeneity of rocks.

Keywords: groundwater, filtration inhomogeneity, cluster pumping, fresh water aquifer, coefficient of water conductivity and pressure conductivity factor, prediction calculations

For citation: Kozyrev, V. I., & Vasiliev, Yu. V. (2024). The impact of rock filtration heterogeneity on fresh groundwater reserve prediction calculations in the Nefteyuganskoye field. Oil and Gas Studies, (1), pp. 59-70. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-59-70

Введение

Нефтеюганское месторождение пресных подземных вод (МППВ) находится в центральной части Западно-Сибирской равнины, в междуречье реки Оби и протоки Юганской Оби, в границах города Нефтеюганска Ханты-Мансийского автономного округа — Югры Тюменской области. Нефтеюганское месторождение эксплуатируется 26 водозаборными скважинами, которые расположены неравномерно на площадке размером 185 × 340 метров (рис. 1).

Для наблюдения за режимом подземных вод на месторождении пробурено 9 наблюдательных скважин [1].

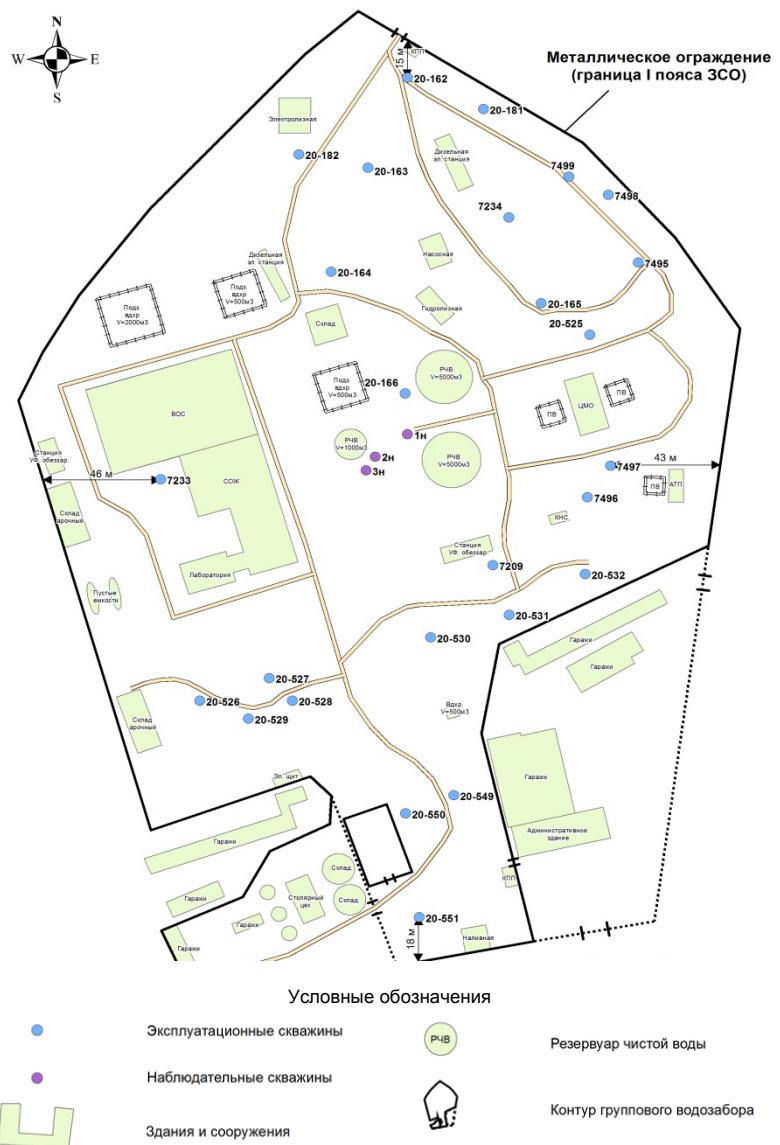


Рис. 1. Схема водозабора Нефтеюганского месторождения пресных подземных вод

Объект и методы исследования

В основном на Нефтеюганском месторождении добываются подземные воды атльмского водоносного горизонта (ВГ). Глубина залегания кровли ВГ изменяется от 180 до 240 м, общая мощность горизонта достигает 101 м, при этом эффективная мощность изменяется от 20 до 65 м (рис. 2). Отложения продуктивного горизонта на месторождении, как правило, представлены песками мелкозернистыми, переслаиванием песков и глин, глинами, глинами с прослойми песков. Сверху ВГ перекрыт реликтовыми многолетнемерзлыми породами (мощностью 30–65 м), подстилают горизонт глинистые отложения тавдинской свиты морского генезиса.

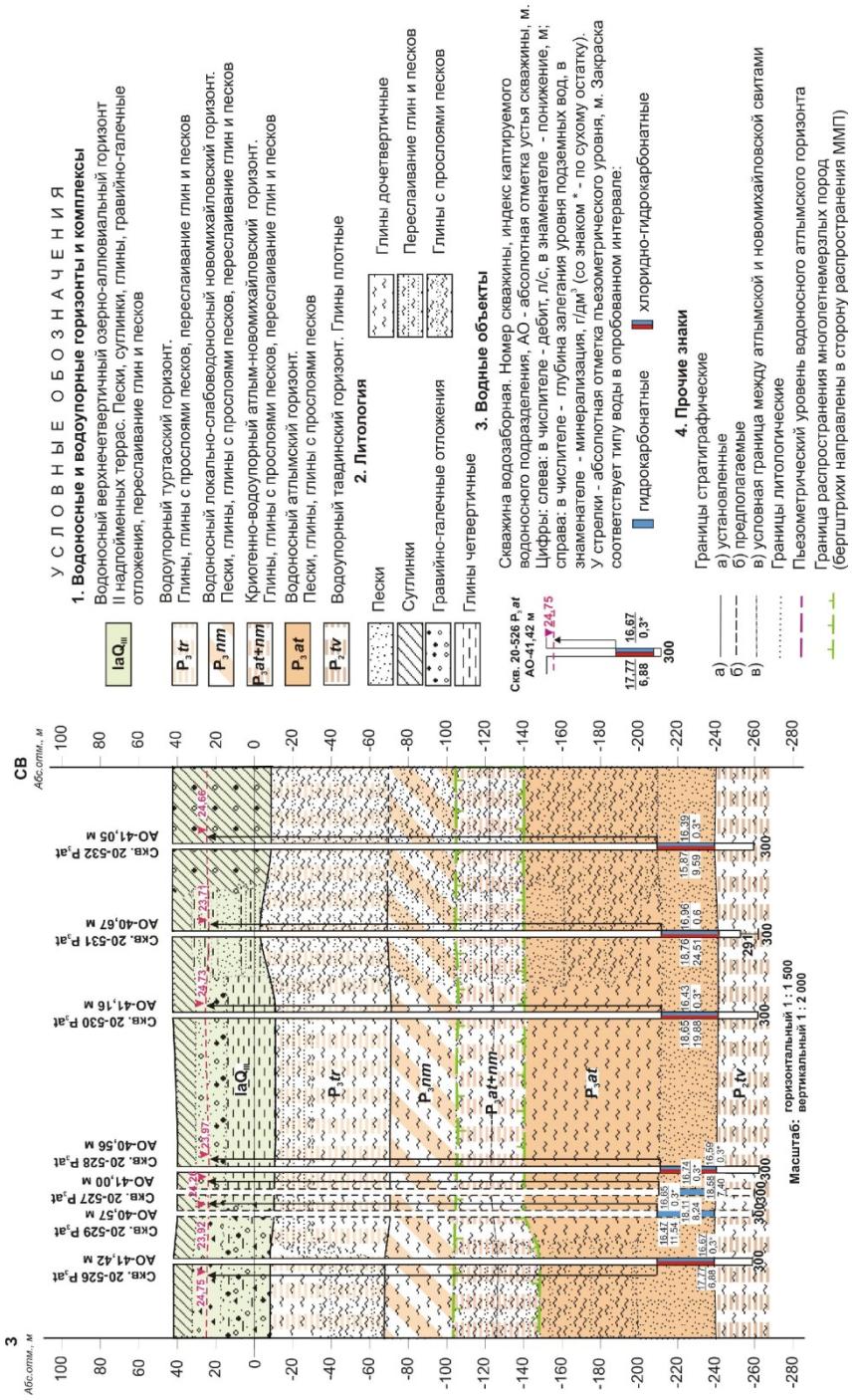


Рис. 2. Схематический гидрогеологический разрез

Гидродинамические исследования на месторождении выполнены в 2016 году, с целью получения исходного материала для пересчета запасов пресных подземных вод. Исследования включали проведение четырех кустовых откачек. Местоположение опытных кустов закладывалось таким образом, чтобы опытными работами охватить всю площадь группового водозабора Нефтеюганского месторождения пресных подземных вод. Продолжительность опытов составляла от 47 до 120 часов, опыты выполнялись в одну стадию прослеживания снижения уровня. Кустовые откачки производились с постоянным максимальным дебитом в возмущающей скважине с помощью погружных насосов WILO. В комплекс работ во время откачек входили замеры уровня и дебита в опытной скважине и замеры уровней в наблюдательных скважинах. Количество наблюдательных скважин в одном опытном кусте составляло от 8 до 11. Частота регистрации уровня стандартная, первые замеры через 1, 2, 3, 5, 10 минут, следующие — через 30 минут, далее через один, два, четыре часа до конца опыта. Точность замеров уровня составляла 0,001 м. Отвод воды из скважин осуществлялся в систему водовода (с наименьшим гидравлическим сопротивлением), дебит регистрировался по водомерному счетчику и сохранялся постоянным (колебания составляли не более 2 %).

Первая кустовая откачка в процессе работ по пересчету запасов пресных подземных вод выполнена в период 29.10–31.10.2016, в качестве возмущающей скважины выбрана скв. № 20-166, в качестве наблюдательных — № 20-164, 20-181, 20-182, 20-529, 20-530, 20-551, 7 495, 7 497, 1н, 2н, 3н. Наблюдательные скважины расположены от центра возмущения на расстояниях 58–216 м. Опыт длился 53,1 часа. Гидродинамическое возмущение в центральной скважине произведено при дебите 1 110 м³/сут, понижение составило 22,174 м, статический уровень воды в скважине находился на отметке 19,645 м. В наблюдательных скважинах понижение уровня составило 0,443–5,106 м.

Схема опытного куста № 2 следующая: две возмущающие скважины № 7 498 и 7 499 (скв. 7 498 — эксплуатирующая водоносный атльмский горизонт, скв. 7 499 — эксплуатирующая водоносный новомихайловский горизонт) и 12 наблюдательных — № 20-163, 20-166, 20-181, 20-182, 20-525, 20-532, 7 233, 7 234, 7 497, 1н, 2н, 3н. Наблюдательные скважины расположены от центра возмущения на расстояниях 40–210 м. Опыт выполнен в период 02.11–07.11.2016, продолжительность опыта составила 120 часов. Гидродинамическое возмущение в центральных скважинах произведено при дебите 1 584 м³/сут (скв. 7 498) и 1 522 м³/сут (скв. 7 499), понижение составило 8,464 м (скв. 7 498) и 7,871 м (скв. 7 499), статический уровень на начало откачки был равен 18,820 м (скв. 7 498) и 19,42 м (скв. 7 499). В наблюдательных скважинах уровень воды понизился на 0,682–5,620 м.

Опытный куст № 3 состоял из одной возмущающей скв. № 20-550 и 14 наблюдательных — № 20-526, 20-527, 20-528, 20-529, 20-530, 20-531, 20-532, 20-549, 20-551, 7209, 7497, 1н, 2н, 3н. Наблюдательные скважины раз-

мешены от центра возмущения на расстояниях 21–164 м. Опыт длился 71 час, проведен в период 08.11–11.11.2016, с дебитом 1 564 м³/сут, понижение составило 14,961 м, статический уровень на начало откачки был равен 11,924 м. В наблюдательных скважинах понижение уровня составило 0,256–0,695 м.

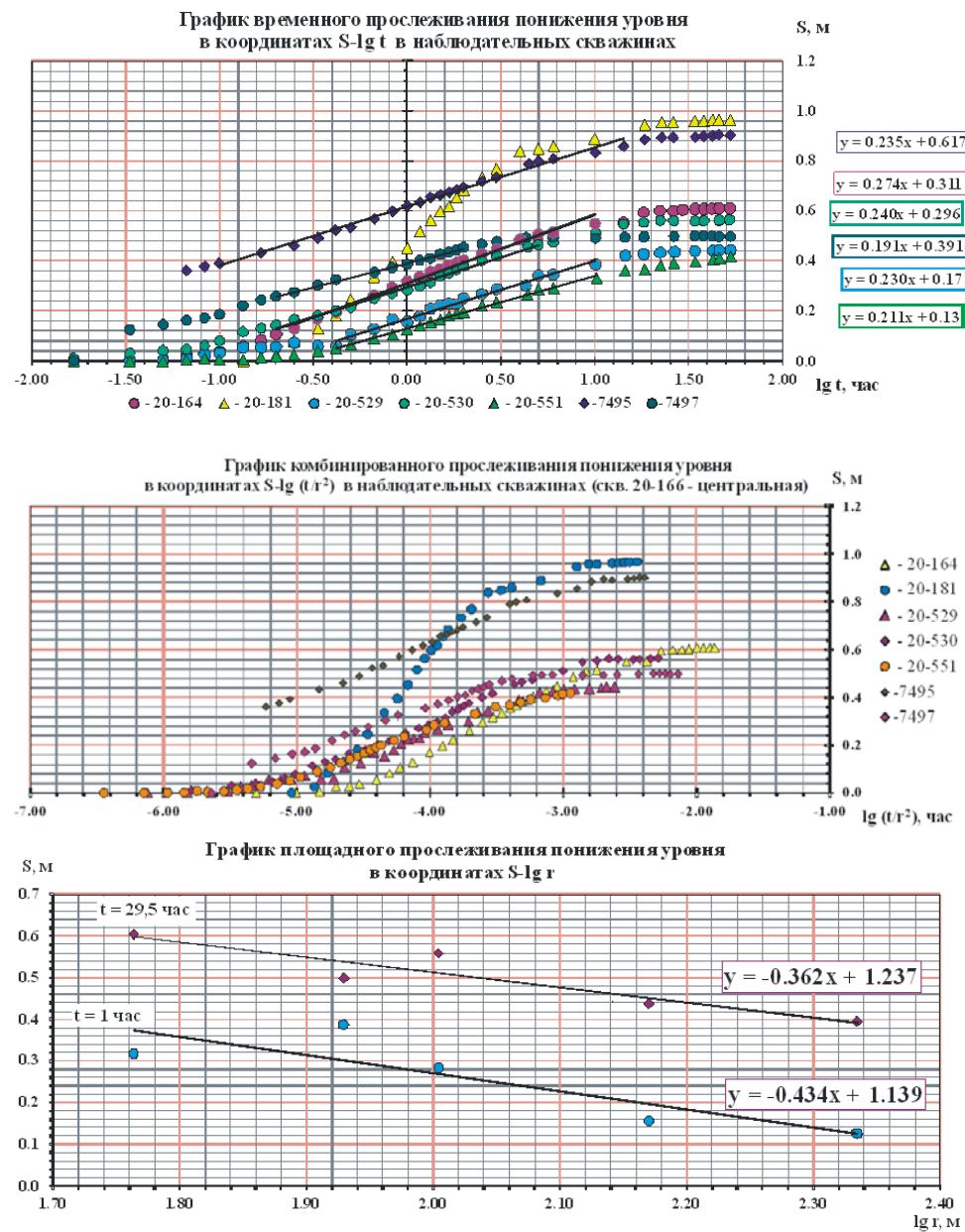


Рис. 3. Графическая обработка опытных данных на примере кустовой откачки № 1

Четвертая кустовая откачка выполнена в период 12.11–14.11.2016, схема куста следующая: одна центральная (возмущающая) скв. № 7 233 и 12 наблюдательных — № 20-162, 20-164, 20-165, 20-166, 20-525, 20-527,

20-550, 20-551, 7 495, 1н, 2н, 3н. Наблюдательные скважины расположены от центра возмущения на расстояниях 92–207 м. Продолжительность опыта составила 47 часов. Уровень воды в центральной скважине понизился на 12,127 м при дебите 1 615 м³/сут, статический уровень на начало откачки был равен 17,430 м. В наблюдательных скважинах понижение уровня составило 0,08–0,418 м.

Интерпретация опытных данных кустовых откачек выполнялась графоаналитическими методами, были построены графики временного прослеживания понижения уровня ($S - \lg t$); площадного прослеживания ($S - \lg r$); комбинированного прослеживания понижения ($S - \lg(t/r^2)$). Пример таких графиков представлен на рисунке 3.

Результаты

По опытным данным, полученным в результате выполнения гидродинамических исследований в виде кустовых откачек на групповом водозаборе Нефтеюганского месторождения, определены основные гидрогеологические параметры олигоценового водоносного комплекса: коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности. Для этого опытные данные представлялись в соответствующих системах координат. Коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности определены по полулогарифмическим графикам временного, площадного и комбинированного прослеживания понижения уровня [2, 3]. Выбирались представительные участки кривых графика, отвечающие прямолинейности и квазистационарному режиму фильтрации. Результаты значений, полученных в процессе интерпретации опытных данных в рамках модели Тейса, сведены в таблицу 1.

Анализ значений коэффициентов водопроводимости (см. табл. 1) показывает их разброс по площади, что указывает на фильтрационную неоднородность водовмещающих отложений в пределах участка водозабора. По усредненным данным коэффициента водопроводимости, полученным в результате обработки графиков временного прослеживания по наблюдательным скважинам, построена карта водопроводимости участка работ (рис. 4). Следует выделить юго-восточную часть участка месторождения, где отмечаются наибольшие значения коэффициента водопроводимости. Геологическое строение указанного участка (см. рис. 2) подтверждают результаты опытных работ, в разрезе (скв. № 20-525, 20-531, 20-532) преобладают песчаные отложения в отличие от остальной площади. Мощность рыхлых отложений увеличивается в несколько раз.

Для использования гидрогеологических параметров в прогнозном расчете важно знать, какую область пласта они характеризуют или в какой степени отражают неоднородность опробываемого пласта. Вполне реально, что даже при длительном возмущении пласта размеры элементов неоднородности соизмеримы с размерами области возмущения, в этом случае параметры, определяемые по графикам $S - \lg t$ и $S - \lg r$, нельзя распространять на всю область эксплуатационного возмущения при прогнозном расчете [3].

- ходимые водопроводчики, определенные вином съезжим

Таблица 1. Параметры пластина, полученные по результатам кустовых откачек в рамках модели Тейса

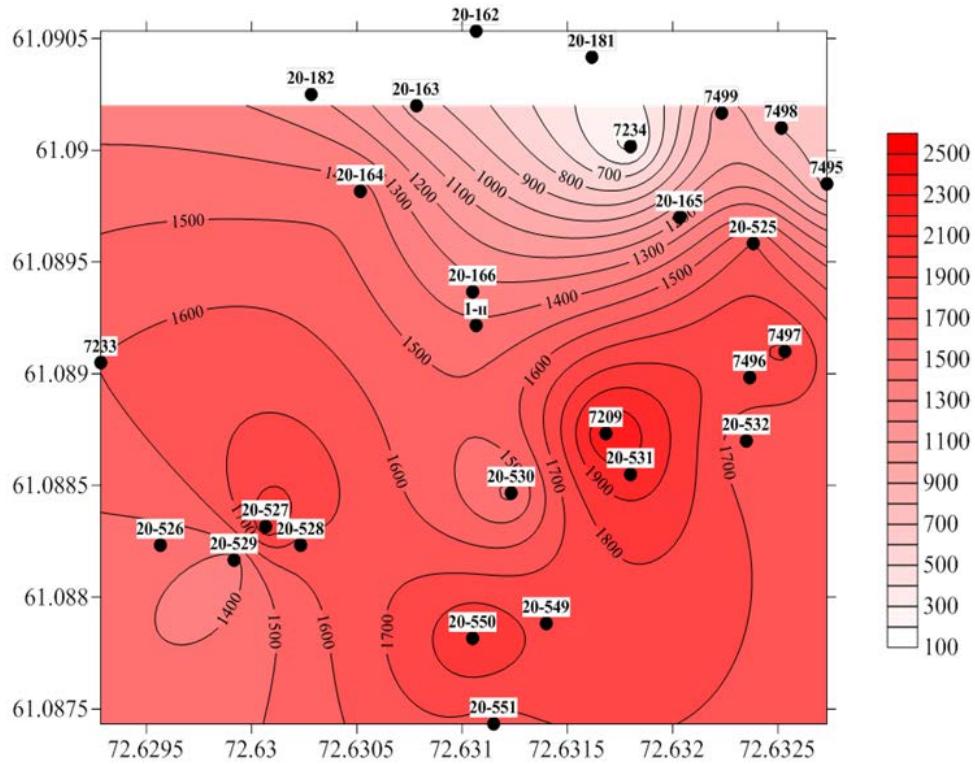


Рис. 4. Карта водопроводимости участка работ
 (коэффициент водопроводимости определен в наблюдательных скважинах
 опытных кустов в рамках модели Тейса)

Далее покажем, как влияет фильтрационная неоднородность горных пород на прогнозные расчеты при подсчете запасов пресных подземных вод на рассматриваемом месторождении.

Расчеты выполним по формулам, отвечающим модели Тейса, когда наступает квазистационарный гидродинамический режим. Понижение уровня воды в скважинах рассчитывается для наиболее нагруженной части водозабора к концу срока эксплуатации (25 лет) на объем водопотребления, равный 35,5 тыс. м³/сут.

Исходные данные к расчетам

1 вариант: коэффициент водопроводимости принимается минимальным полученным по участку водозабора — 894 м²/сут, коэффициент пьезопроводности — $3,5 \cdot 10^6$ м²/сут. В качестве дебита в формуле (1) используется значение 17,9 тыс. м³/сут, равное разности заявленной потребности (35,5 тыс. м³/сут) и современному (17,6 тыс. м³/сут) водоотбору. Современный уровень подземных вод принимается — 19,7 м, выбрано максимальное значение по близкорасположенным скважинам к центру водозабора (по скв. 20–166).

Максимальное расчетное понижение складывается из следующих величин:

$$S_{\text{сум.}} = H_{\text{сов.}} + S_{\text{с kv.}} - H_{\text{ст.}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{сум.}}$ — максимальное прогнозное понижение уровня водозабора, м; $H_{\text{сов.}}$ — современный уровень подземных вод, м; $S_{\text{с kv.}}$ — понижение уровня в центре «большого колодца», м; $H_{\text{ст.}}$ — статический уровень подземных вод в ненарушенных условиях, м.

Понижение уровня воды в центре «большого колодца» определяется по формуле (2) при подстановке в нее указанных ниже параметров [4, 5, 6]:

$$S_{\text{с kv.}} = 0,366 \cdot Q_{\text{вод.}}/\text{km} \cdot \lg R_{\text{вл.}}/r, \quad (2)$$

где r — радиус «большого колодца» — 96 м; km — водопроводимость водоносного горизонта — 894 м²/сут; Q — расчетный дебит водозабора — 17 900 м³/сут; $R_{\text{вл.}}$ — радиус влияния, м ($R_{\text{вл.}} = 1,5\sqrt{a \cdot t}$); a — пьезопроводность водоносного горизонта — $3,5 \cdot 10^6$ м²/сут.

$$S_{\text{с kv.}} = 0,366 \cdot 17\,900/894 \cdot \lg 1,5\sqrt{3,5 \cdot 10^6 \cdot 365 \cdot 25/96} = 23,96 \text{ м.}$$

Таким образом, прогнозная максимальная величина снижения уровня воды в центре «большого колодца», вызванная увеличением водоотбора до 35,5 тыс. м³/сут, будет равна

$$S_{\text{сум.}} = 19,7 + 23,96 - 10 = 33,66 \text{ м.}$$

2 вариант: коэффициент водопроводимости принимается максимальным полученным по участку водозабора — 2 443 м²/сут, коэффициент пьезопроводности — $2,7 \cdot 10^6$ м²/сут. Остальные параметры аналогичны параметрам, используемым в первом варианте.

Подставляя в формулы (1 и 2) параметры, получим прогнозное понижение для второго варианта

$$S_{\text{с kv.}} = 0,366 \cdot 17\,900/2\,443 \cdot \lg 1,5\sqrt{2,7 \cdot 10^6 \cdot 365 \cdot 25/96} = 9,09 \text{ м.}$$

$$S_{\text{сум.}} = 19,7 + 9,09 - 10 = 18,79 \text{ м.}$$

3 вариант: коэффициент водопроводимости принимается средним по опыту (см. табл. 1) — 1 568 м²/сут, коэффициент пьезопроводности — $3,1 \cdot 10^6$ м²/сут. Остальные параметры аналогичны параметрам, используемым в первом варианте.

Результаты расчетов прогнозного понижения сведены в таблицу 2.

Таблица 2

**Прогнозное понижение уровня воды по Нефтеюганскому месторождению
пресных подземных вод**

Вариант расчета	Коэффициент водопроводимости, м ² /сут	Прогнозное понижение уровня воды, м	Отклонение от среднего, %
1	894	33,66	43
2	2 443	18,79	51
3	1 568	23,99	—

Выводы

Таблица 2 показывает, что в условиях, когда на исследуемом участке встречается фильтрационная неоднородность горных пород, необходимо наиболее адекватно выбирать полученные параметры по результатам гидродинамических исследований в качестве расчетных. В противном случае расчет прогнозных понижений при подсчете запасов пресных подземных вод может привести к ошибке — до 51 %.

Для сглаживания влияния неоднородности водоносного пласта на прогнозные расчеты необходимо знать ее размеры, в зависимости от размеров постановку опытов по определению параметров пласта планировать таким образом, чтобы размеры области возмущения пласта были больше или в крайнем случае соизмеримы с размерами элементов неоднородности. Тогда осредненные параметры, полученные по графикам $S - \lg t$ и $S - \lg r$, можно распространять на всю область эксплуатационного возмущения при прогнозном расчете.

Список источников

1. Курчиков, А. Р. Изучение состояния фильтрационной среды эоцен-четвертичного гидрогеологического комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А. Р. Курчиков, В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 5. – С. 33–37.
2. Мироненко, В. А. Теория и методы интерпретации опытно-фильтрационных работ / В. А. Мироненко, В. М. Шестаков. – Москва : Недра, 1978. – 325 с. – Текст : непосредственный.
3. Боревский, Б. В. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек / Б. В. Боревский, Б. Г. Самсонов, Л. С. Язвин ; под редакцией Л. С. Язина. – Москва : Недра, 1973. – 304 с. – Текст : непосредственный.
4. Боревский, Б. В. Методические рекомендации «Оценка эксплуатационных запасов питьевых и технических подземных вод по участкам недр, эксплуатируемых одиночными водозаборами» / Б. В. Боревский, Л. С. Язвин, В. П. Закутин. – Москва : МПР РФ, ГГНППФ «ГИДЭК», 2001. – 62 с. – Текст : непосредственный.
5. Биндеман, Н. Н. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод : методическое руководство / Н. Н. Биндеман, Л. С. Язвин ; Министерство геологии СССР, Всесоюзный научно-исследовательский институт гидрогеологии и инженерной геологии. – 2-е изд. – Москва : Недра, 1970. – 215 с. – Текст : непосредственный.

6. Синдаловский, Л. Н. Справочник аналитических решений для интерпретации опытно-фильтрационных опробований / Л. Н. Синдаловский ; Санкт-Петербургское отделение Института геоэкологии РАН, Санкт-Петербургский государственный университет. – Санкт-Петербург : Изд-во Санкт-Петербургского ун-та, 2006. – 767 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kurchikov, A. R., & Kozyrev, V. I. (2015). Study of filtration environment state of the eocene-quaternary hydro-geological complex of the Western-Siberian mega-basin. Environmental protection in oil and gas complex, (5), pp. 33-37. (In Russian).
2. Mironenko, V. A., & Shestakov, V. M. (1978). Teoriya i metody interpretatsii optychno-filtratsionnykh rabot. Moscow, Nedra Publ., 325 p. (In Russian).
3. Borevskiy, B. V., Samsonov, B. G., & Yazvin, L. S. (1973). Metodika opredeleniya parametrov vodonosnykh gorizontov po dannym otkacheek. Moscow, Nedra Publ., 304 p. (In Russian).
4. Borevskiy, B. V., Yazvin, L. S., & Zakutin, V. P. (2001). Metodicheskie rekomendatsii "Otsenka ekspluatatsionnykh zapasov pit'evykh i tekhnicheskikh podzemnykh vod po uchastkam nedr, ekspluatiruemых odinochnymi vodozaborami". Moscow, MPR RF, GGNPPF "GIDEK" Publ., 62 p. (In Russian).
5. Bindeman, N. N., & Yazvin, L. S. (1970). Otsenka ekspluatatsionnykh zapasov podzemnykh vod: metodicheskoe rukovodstvo. 2nd edition. Moscow, Nedra Publ., 215 p. (In Russian).
6. Sindalovskiy, L. N. (2006). Spravochnik analiticheskikh resheniy dlya interpretatsii optychno-filtratsionnykh oprobovaniy. St. Petersburg, St. Petersburg State University Publ., 767 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

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

Васильев Юрий Владимирович, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

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

Yuri V. Vasilev, Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

Статья поступила в редакцию 07.10.2023; одобрена после рецензирования 24.11.2023; принята к публикации 28.11.2023.

The article was submitted 07.10.2023; approved after reviewing 24.11.2023; accepted for publication 28.11.2023.

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

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

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-71-79

Step-rate-test как одна из стратегий для управления закачкой пластовых вод. Проектирование и мониторинг

Р. Р. Алекберов^{1,2*}, А. А. Вольф²

¹ООО «ЭПУ-Сервис», Когалым, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*1a2s3d4f5gw@mail.ru

Аннотация. Ключевые факторы в построении системы управления пластовой водой (PWM) основываются на стратегии Step-rate-test, которая включает в себя абсолютно новую технологию обработки призабойной зоны пласта и близлежащие трещины от предшествующего гидроразрыва пласта (ГРП). Технология Step-rate-test является экологически чистой в отношении окружающей среды в сравнении с тем же ГРП по ряду причин: отсутствие сшивателя, пропанта и т. д.; отсутствие сброса жидкостей и другого рода реагентов на рельеф и в водные бассейны.

В данной статье рассматриваются технические подходы к решению проблем промыслового обслуживания нагнетательных скважин. Step-rate-test как одна из стратегий для управления закачкой пластовых вод является лучшим выбором в данных операциях. С помощью данной стратегии также можно решить проблему по утилизации лишнего количества жидкости (при большом неработающем фонде) или отходов после ГРП. Достижения, передовой опыт и уроки, извлеченные при моделировании данного процесса, а также эксплуатация, мониторинг, оценка обеспечивают основу для минимизации затрат и сохранения экологии окружающей среды. Объект проведения работ и непосредственно сами инженерные работы связаны между собой целевыми показателями качества, потребности в закачке. Полевые примеры и результаты интеллектуального анализа данных (Тевлинско-Русскинского, Южно-Ягунского и других месторождений) показывают, что различия в данных играют важную роль при выборе объекта. Промысловые данные показывают, что приемистость снижается в структурах матричного введения, несмотря на закачку подготовленной жидкости. Допускается не подготавливать жидкость (отсутствие кустовой насосной станции, концевого делителя фаз трубного и т. д.) перед закачкой. Скелет большинства пород во время нагнетания жидкости разрушается, это влияет на выбор технического оснащения для проведения операции. В статье оцениваются распространение трещин при закачке подготовленной и неподготовленной жидкости и ее влияние на работу скважины.

Ключевые слова: концевой делитель фаз трубный, Step-rate-test, кустовая насосная станция, поддержание пластового давления

Для цитирования: Алекберов, Р. Р. Step-rate-test как одна из стратегий для управления закачкой пластовых вод. Проектирование и мониторинг / Р. Р. Алекберов, А. А. Вольф. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-71-79 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 71–79.

Step-rate-test as one of the strategies for managing formation water injection. Design and monitoring

Rashit R. Alekberov^{1,2*}, Albert A. Volf²

¹EPU Service LLC, Kogalym, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*1a2s3d4f5gw@mail.ru

Abstract. The construction of a produced water management (PWM) system relies on a Step-rate-test strategy that integrates a novel technology for treating the bottomhole formation zone and adjacent fractures resulting from prior hydraulic fracturing. Step-rate-test technology is considered more environmentally friendly than hydraulic fracturing for several reasons. It doesn't require crosslinkers or proppants, and there is no discharge of liquids or other reagents onto the terrain or into water basins.

This article discusses technical approaches to solving field service problems in injection wells. One of the strategies for managing produced water injection is Step-rate-test, which is considered the best choice in these operations. This strategy can also be used to solve the problem of disposing of excess fluid or waste after hydraulic fracturing. Advances in modelling, operation, monitoring, and evaluation provide the basis for minimising costs and preserving the environment. The connection between the object of work and the engineering works is established through quality targets and pumping requirements. Field example, such as Tevlinsko-Russkinskoye and Yuzhno-Yagunskoye, and results of data mining of them, demonstrate the significant impact of data differences on site selection. Field data indicates that injectivity decreases in matrix injection structures despite the injection of prepared fluid. It is acceptable to inject the fluid without prior preparation, provided that there is no well pad pump station, pipe end phase divider or similar equipment. The majority of rock structures become fractured during fluid injection, which affects the selection of technical equipment for the process. This article evaluates the propagation of fractures during the injection of prepared and unprepared fluids and their impact on well performance.

Keywords: pipe end phase divider, Step-rate-test, well pad pump station, reservoir pressure maintenance

For citation: Alekberov, R. R., & Volf, A. A. (2024). Step-rate-test as one of the strategies for managing formation water injection. Design and monitoring. Oil and Gas Studies, (1), pp. 71-79. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-71-79

Введение

Технология Step-rate-test для управления закачкой на нефтяных месторождениях была стабильно применена в течение последних трех лет в различных частях Западной Сибири (г. Когалым, г. Урай, г. Покачи, г. Лангепас). Была предложена дополнительная перспектива утилизации нефтесодержащих сточных вод и твердых частиц в экологически безопасный «бассейн», что, в свою очередь, при адекватной переработке и закачке влияет на повышение нефтеотдачи углеводородов за счет улучшения охвата пластовой жидкости и поддержания пластового давления. Успешное применение данной технологии на нефтяном месторождении не зависит от твердых веществ/загрязнений призабойной зоны пласта (ПЗП).

В данной статье обсуждаются физические явления, а именно матричные введения и закачка в уже существующие трещины, со Step-rate-test и связанными с ними проблемами с учетом приемистости и требований к оборудованию.

Представлена модель, объясняющая цикличность поведения давления нагнетания, наблюдаемого на нескольких стадиях проведения операции. Термальный Step-rate-test может обеспечить сдерживание трещины от увеличения ее длины и уменьшить закачку. Производственные случаи, ясно показывающие эффект от температуры закачиваемой жидкости, зависят также от давления разрыва и приемистости.

Объект исследования

Главный вопрос: как правильно руководствоваться выбранной стратегией (в нашем случае — стратегия Step-rate test (SRT)) для актуального управления закачкой при поддержании пластового давления. Суть процедуры заключается в компенсировании объемов добываемой жидкости закачкой соответствующего объема агента в пласт. Не стоит также забывать про тип заканчивания скважины, это будет одним из основных условий при выборе кандидата под проведение SRT.

Метод исследования

Матрица рисков, представленная на рисунке 1, иллюстрирует проблемы различного характера, их необходимо учитывать при выборе метода управления закачкой.

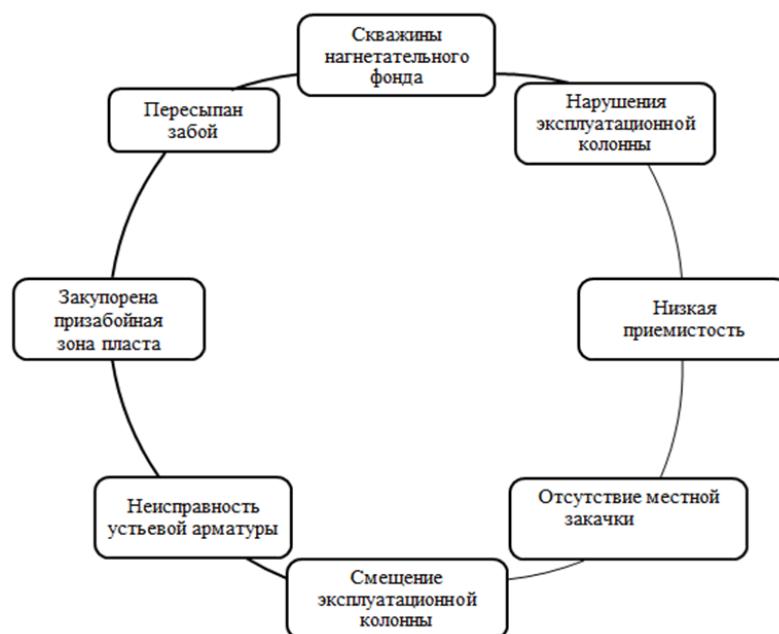


Рис. 1. Матрица рисков

Результаты и обсуждение

В отличие от восстановления хорошей проницаемости, которая требует внешнего вмешательства для последующего восстановления приемистости, закачка в существующие трещины имеет возможность создать новые трещины по всей площади объекта разработки. Это делает закачку в трещины более оптимальной для долгосрочной перспективы, но с более обширными требованиями к системе нагнетания.

Распространенные проблемы, связанные с проведением данного геолого-технологического мероприятия (ГТМ):

- 1) существующие трещины могут оказаться неспособными к увеличению своей площади;
- 2) существующие трещины могут быть изначально слишком деформированы и закупорены;
- 3) в ПЗП сформируется положительный скрин-фактор, который будет препятствовать и оказывать дополнительное сопротивление при проведении операции.

Несмотря на проблемы, которые могут возникнуть во время нагнетания при SRT, непрерывная закачка в момент эксплуатации позволяет закачивать воду гораздо более низкого качества, чем необходимо. Ввиду этого происходит консолидация загрязняющих веществ. Если горная порода имеет хорошую сеть трещин, то тогда обычно требуется нечастое проведение SRT. Если, к примеру, пласт имеет другую структуру, тогда частота вмешательств (SRT) может проводиться до двух раз в месяц. Иногда, сделав дополнительно кислотную ванну, после проведения промывки можно достичь кратковременного восстановления приемистости из-за сложности закачки кислоты вглубь пласта.

Постепенное закупоривание пласта (также ПЗП) приводит к неуклонному снижению приемистости. В некоторых случаях это снижение может быть весьма быстрым в зависимости от пластовых условий и качества закачиваемой воды [1]. С другой стороны, трещиноватые скважины имеют тенденцию сохранять приемистость на протяжении всего процесса распространения трещин, что создает хорошую перспективу для образования дополнительных трещин при SRT. Однако, для того чтобы поддерживать распространение трещин в указанные интервалы, требуется более высокое давление нагнетания.

Этого можно добиться, если насосы (ЦНС (центробежный насос секционный) на БКНС (блочной кустовой насосной станции), местная закачка, шурфы, коллайдеры и т. д.) будут выдавать необходимую мощность. Долгосрочные данные по закачке для введения в матрицу горной породы демонстрируют различную размерность, иногда получается отследить тренд с уменьшением приемистости от более ранних наблюдений к более поздним. Более ранние показания имеют меньшее начальное давление нагнетания, с течением времени давление нагнетания увеличивается, в то время как скорость потока постепенно снижается, что приводит к постепенному увеличению дополнительных сопротивлений [2].

Спроектируем данные о приемистости скважин на разных месторождениях и сформируем концептуальное представление (объяснение) процесса стимуляции и распространения трещин.

На рисунке 2 (выгружено из симулятора, специализированного ПО, СТМК-телемеханика) отображены данные истории закачек с использованием традиционной системы поддержания пластового давления карбонатного коллектора.

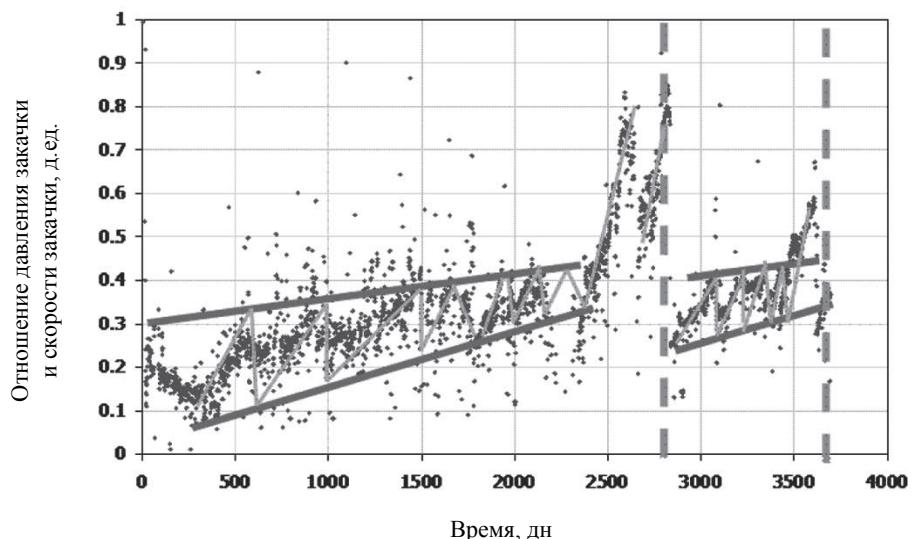


Рис. 2. История эксплуатации карбонатного коллектора скважины 795 кустовой площадки № 20 Южно-Ягунского месторождения

Увеличение индекса частного (под индексом частного подразумевается давление к скорости закачки агента) указывает на то, что для нагнетания с заданной скоростью требуется большее давление, что приводит к снижению приемистости [3]. И наоборот, уменьшение индекса частного представляет собой возрастающую приемистость. Полевые данные обычно указывают на то, что частное колеблется между верхним и нижним пределом, причем приемистость скважины сильно зависит от изменения наклона между двумя пределами.

Общая тенденция данных на рисунке 2 указывает на увеличение индекса частного, что подразумевает снижение приемистости скважины. Данные скважины, представленные на рисунке 2, можно разделить на два этапа. Окончание первого этапа, примерно 2 500 дней эксплуатации, с соответственно быстро растущими значениями индекса частного. Второй этап начинается примерно через 2 800 дней и длится до тех пор, пока снова не будет наблюдаться быстрое увеличение индекса частного. Колебания индекса частного между ограничивающими пределами, наблюдавшиеся во время этих двух этапов, можно примерно спрогнозировать. Как показано на рисунке 2, резкий рост индекса частного в конце первого этапа свидетельствует о снижении приемистости, в этот момент была проведена процедура SRT для удаления отложений в ПЗП. В результате проведения SRT была восстановлена частичная приемистость пласта, которая соответствует значениям индекса частного в начале второго этапа, примерно равным значениям индекса частного в начале первого этапа.

Выбор такого ГТМ, как SRT, играет важную роль в эксплуатационном периоде любой нагнетательной скважины, так как данная процедура имеет особое влияние на расход энергии для закачки подготовленных жидкостей.

Например, внедрение специальных реагентов (соляной кислоты, горячей кислоты, горячей нефти и т. д.) увеличивает расходы из-за повышенных требований к подготовке, сопровождению, а также мониторингу для прогноза эффективности проведенных операций. Как происходит удаленный мониторинг после проведения ГТМ.

Работа в программном обеспечении.

1. Запуск Альянс телемеханики (ТМ), чтобы проверить показатели текущей закачки жидкости.

2. На каждой нагнетательной скважине должны быть установлены скважинные (наземные) датчики давления и температуры, и данные должны выходить в систему Альянс ТМ.

3. Перед открытием закачки обслуживающий персонал должен убедиться в исправности устьевой арматуры, запорной арматуры, целостности подводных трубопроводов, наличии блока гребенки (БГ), если фонд скважин на кустовой площадке более 5 ед., причем БГ рекомендовано иметь закрытого типа, исправного и поверенного манометра на лубрикаторной запорной арматуре.

4. На всех устьевых арматурах должен присутствовать расходомер, для того чтобы велся учет количества закачиваемой жидкости. Данные с расходомера подтягиваются в систему удаленного мониторинга Альянс ТМ. Единицы измерения: если объемный расход — $\text{м}^3/\text{сут}$, если массовый расход — $\text{тн}/\text{сут}$.

5. После запуска нагнетательной скважины в работу и вывода ее на стабильный режим закачки (когда происходит насыщение пласта, заполнение ствола скважины) рекомендуется попаременно изменять режим работы скважины путем смены штуцеров (в запорной арматуре, между фланцев устьевой арматуры и т. д.), регулирование закачки открытием/закрытием центральной запорной арматуры, на КНС снижение частоты вращения ЦНС с помощью частотного преобразователя для оценки состояния призабойной зоны пласта, оценки эффективности проведенного ГТМ.

В дополнение к техническим требованиям при проведении SRT цена и экономическая целесообразность должны быть отображены для определения различных вариантов закачки. Подсчитываются операционные расходы, затраченные для найма техники, людей, аренды помещений, закупа реагентов и многого другого.

Далее перейдем к обсуждению представленной модели на рисунке 3.

Модель предполагает, что за началом образования трещин следует серия последовательных разломов в ПЗП. В ходе этого процесса поврежденные участки начинают формировать большое количество трещин, которые имеют тенденцию к увеличению по длине и ширине и, таким образом, позволяют поддерживать приемистость скважины.

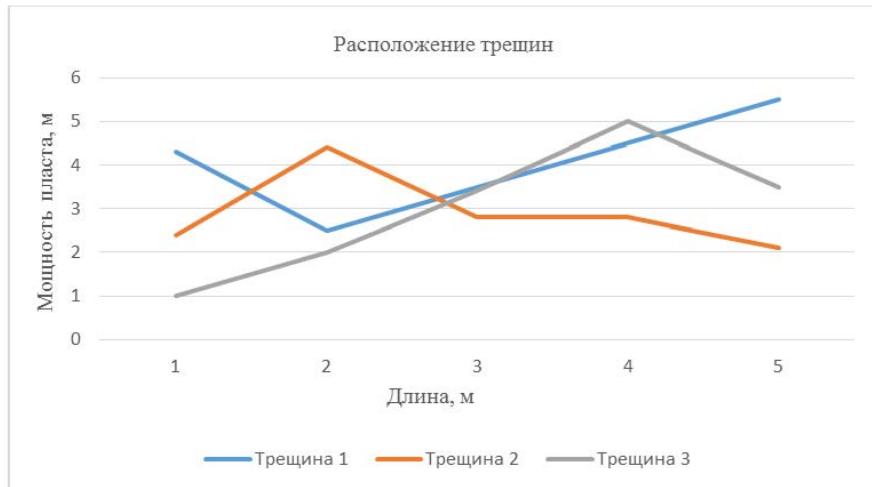


Рис. 3. Схематическое распространение трещин

Предположим, что SRT привел к образованию новых трещин. Эксплуатация в стационарном режиме зачастую приводит к образованию и накоплению загрязняющих веществ (твердые частицы и т. д.) внутри трещины [4]. Непрерывное накопление примесей снижает приемистость. Следовательно, индекс частного увеличивается. Начальное давление нагнетания в стационарной трещине устанавливает нижнюю границу модели. Это соответствует минимальному давлению, необходимому для возможного образования новых разломов. По мере продолжения увеличения давления нагнетания увеличивается тенденция, соответствующая кривой повреждения, до тех пор, пока давления хватает для увеличения поврежденного участка. Давление, соответствующее расширению поврежденной трещины, представляет собой верхнюю границу. Распространение трещины создает новую площадь поверхности для нагнетания, уменьшая необходимое давление нагнетания [5]. Таким образом, уменьшение индекса частного приводит к увеличению разрыва трещин при SRT, что обеспечивает чистую, неповрежденную площадь для нагнетания. В этот момент снижение давления нагнетания приводит к колыматации трещины и увеличению требуемого давления нагнетания. Этот циклический процесс характеризуется поочередным увеличением и уменьшением индекса частного. Резкое увеличение сопротивления при нагнетании соответствует моменту, когда трещина полностью закупорилась и дальнейшее проведение операции невозможно. Однако разные породы демонстрируют разные тенденции в отношении порогов нагнетания. Карбонатный коллектор, показанный на рисунке 2, показал сближение верхнего и нижнего пределов с резким увеличением индекса частного, с другой стороны, на рисунке 3 показаны три различные ситуации для трех трещин в глинистых породах, что указывает на то, что SRT в таких породах может иногда привести к хорошей перспективе по закачке.

Выводы

1. Качество закачиваемой жидкости имеет прямую взаимосвязь со снижением приемистости нагнетательной скважины, поэтому внедрение системы поддержания пластового давления обязательно должно сопровождаться контролем качества закачиваемой жидкости.
2. SRT дает преимущество, даже если качество жидкости плохое.
3. Снижение температуры пласта может быть достигнуто закачкой при нулевом скин-факторе и естественном давлении гидроразрыва. В конце концов, в скважине в любом случае произойдет увеличение трещины. Для определения момента разрыва можно выполнить исследование на ступенчатую скорость закачки.
4. Закачка с постоянной скоростью, ниже давления гидроразрыва, позволит распространяться трещинам по мере продвижения теплового фронта.
5. Закачка длительное время неподготовленной жидкости, минуя кустовые насосные станции, буферные емкости, блок дозирования реагента, в матрицу породы приводит к быстрой потере приемистости скважины. Поэтому длительная закачка требует высококачественной и хорошо подготовленной жидкости. Это, в свою очередь, увеличивает эксплуатационные затраты на подготовку и реализацию данной жидкости для системы поддержания пластового давления.
6. Остановка насосных агрегатов на кустовой насосной станции с последующим обратным потоком жидкости в ствол скважины приводит к нулевому результату по увеличению приемистости после проведения ГТМ, так как, к примеру, если при ГРП происходит плохое структурирование проппанта в призабойной зоне пласта, то во время обратного потока жидкости часть проппанта (плохо закрепившегося) высыпается на забой скважины, тем самым перекрывая перфорационные отверстия и снижая закачку жидкости, как следствие. Либо на 100 % происходит перекрытие перфорационных отверстий.

Список источников

1. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах / В. А. Байков, А. Я. Давлетбаев, Р. Н. Асмандияров [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал. – 2011. – № 1. – URL: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12011>. – Дата публикации: 01 января 2011.
2. Гидродинамические методы контроля за развитием трещин авто-ГРП при заводнении в низкопроницаемых коллекторах / А. Я. Давлетбаев, Г. Ф. Асалхузина, Д. С. Иващенко [и др.]. – Текст : электронный // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/176562-MS>.
3. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин автоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП / О. В. Салимов, И. И. Гирфанов, А. В. Кочетков [и др.]. – DOI 10.18599/grs.18.1.8. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 1. – С. 46–50.

4. Cheng, A. H.-D. Poroelasticity / A. H.-D. Cheng. – DOI 10.1007/978-3-319-25202-5. – Cham : Springer, 2016. – 877 p. – Direct text.
5. Clifford, P. J. Simulation of waterflood fracture growth with coupled fluid flow, temperature and rock elasticity / P. J. Clifford. – Text : electronic // ECMOR I - 1st European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. – Cambridge, 1989. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201411304>.

References

1. Baikov, V. A., Davletbaev, A. Ya., Asmandiyarov, R. N., Usmanov, T. S., & Stepanova, Z. Yu. (2011). Special well tests to fractured water injection wells. Neftegazovoye delo, (1). (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12011>
2. Davletbaev, A. Ya., Asalkhuzina, G. F., Ivaschenko, D. S., Fedorov, A. I., Fursov, G. A., Nazargalin, E. R.,..., Valeeva, E. Z. (2015). Methods of research for the development of spontaneous growth of induced fractures during flooding in low permeability reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.2118/176562-MS>
3. Salimov, O. V., Girfanov, I. I., Kochetkov, A. V., Ziyatdinov, R. Z., & Morozov, P. G. (2016). The influence of thermoelastic effect on cracks of automatic hydraulic fracturing in injection wells. Georesources, 18(1), pp. 46-50. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.18.1.8
4. Cheng, A. H.-D. (2016). Poroelasticity. Cham, Springer, 877 p. (In English). DOI: 10.1007/978-3-319-25202-5
5. Clifford, P. J. (1989). Simulation of waterflood fracture growth with coupled fluid flow, temperature and rock elasticity. ECMOR I - 1st European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Cambridge. (In English). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201411304>

Информация об авторах / Information about the authors

Алекберов Рашид Расимович,
инженер-технолог, ООО «ЭПУ-Сервис», г. Когалым; магистрант,
соискатель к. т. н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,
1a2s3d4f5gw@mail.ru

Вольф Альберт Альбертович,
кандидат физико-математических
наук, доцент кафедры разработки и
эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень

Rashit R. Alekberov, Process Engineer, EPU Service LLC, Kogalym;
Master's Student, Applicant Candidate of Engineering, Industrial University of Tyumen,
1a2s3d4f5gw@mail.ru

Albert A. Wolf, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 06.01.2024; одобрена после рецензирования 15.01.2024; принята к публикации 18.01.2024.

The article was submitted 06.01.2024; approved after reviewing 15.01.2024; accepted for publication 18.01.2024.

УДК 622.24.06
DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-80-91

**Применение глин Герпегежского месторождения
для производства готовых композиций, используемых
при приготовлении буровых растворов**

И. И. Босиков¹, А. И. Мазко^{1*}, Ю. У. Сафаралеева²

¹*Северо-Кавказский горный металургический институт (государственный технологический университет), Владикавказ, Россия*

²*Индустриальный институт (филиал) Югорского государственного университета, Нефтеюганск, Россия*

**alexxxander.m@yandex.ru*

Аннотация. Приготовление буровых растворов из готовых композиций позволяет значительно сократить затраты, в том числе за счет получения бурового раствора требуемого состава с оптимальным расходом реагентов, упрощения технологического оборудования и снижения требований к квалификации обслуживающего персонала. Одним из самых распространенных компонентов буровых растворов являются глины, поэтому одной из важных задач является исследование глин из различных месторождений с целью установления возможности их применения при производстве композиций для приготовления буровых растворов. Цель данного исследования — установление химических и технологических характеристик глин Герпегежского месторождения и разработка рекомендаций по приготовлению готовых композиций. Особое внимание уделялось выбору способа активации сырья, обеспечивающего максимально возможную производительность, в частности, сравнивались традиционный способ активации и механоактивация в дезинтеграторе. Также в результате проведенных экспериментов и обработки их результатов были установлены зависимости технологических характеристик бурового раствора, приготовленного из герпегежских глин, от массовой доли глинистого вещества.

Ключевые слова: Герпегежское месторождение, бентонитовые глины, буровой раствор, технологические характеристики, сухие композиции, технологические сорта бентонитов

Для цитирования: Босиков, И. И. Применение глин Герпегежского месторождения для производства готовых композиций, используемых при приготовлении буровых растворов / И. И. Босиков, А. И. Мазко, Ю. У. Сафаралеева. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-80-91 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 80–91.

**The use of clay from the Herpegezh deposit for the production
of ready-made compositions for the preparation of drilling fluids**

Igor I. Bosikov¹, Alexander I. Mazko^{1*}, Yulia U. Safaraleeva²

¹*North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz, Russia*

²*Industrial Institute (branch) of Yugra State University, Nefteyugansk, Russia*

**alexxxander.m@yandex.ru*

Abstract. The preparation of drilling fluids from ready-made compositions allows you to reduce costs, including by obtaining the drilling mud of the required composition with an optimal consumption of reagents, simplifying technological equipment and reducing requirements for the qualification of maintenance personnel. One of the most common components of drilling fluids are clays, therefore, one of the important tasks is to study clays from various deposits in order to establish the possibility of their use in the production of compositions for the preparation of drilling fluids. The purpose of this study was to establish the chemical and technological characteristics of the clays of the Herpegezh deposit and to develop recommendations for the preparation of finished compositions. Particular attention was paid to the choice of the method of activation of raw materials, ensuring the maximum possible productivity, in particular, the traditional method of activation and mechanical activation in the disintegrator were compared. Also, as a result of the conducted experiments and processing of their results, the dependences of the technological characteristics of the drilling mud prepared from the Herpegezh clays on the mass fraction of the clay substance were established.

Keywords: Herpegezh deposit, bentonite clays, drilling mud, technological characteristics, dry compositions, technological grades of bentonites

For citation: Bosikov, I. I., Mazko, A. I., & Safaraleeva, Yu. U. (2024). The use of clay from the Herpegezh deposit for the production of ready-made compositions for the preparation of drilling fluids. Oil and Gas Studies, (1), pp. 80-91. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-80-91

Введение

Буровые растворы, применяемые в бурении, изготавливаются двумя способами — затворением в воде приготовленной на месте глины и других компонентов либо затворением приготовленной в промышленных условиях сухой композиции [1–3].

К достоинствам применения технологии приготовления буровых растворов из сухих композиций можно отнести простоту приготовления, меньшее количество оборудования на буровой, стабильность состава композиции [4, 5]. Также к преимуществам использования готовых композиций можно отнести простоту их хранения и транспортировки [6, 7]. Применение готовых смесей позволяет значительно снизить эксплуатационные расходы [8, 9].

Так как основным компонентом композиции является бентонитовая глина, целесообразно рассмотреть вопрос о развитии предприятий по приготовлению готовых композиций непосредственно в месте добычи глины. Такое решение позволит снизить расходы на транспортирование различных компонентов на предприятие и готовых смесей.

Объект и методы исследования

Рассмотрим возможность применения в качестве основы для раствора глины Герпегежского месторождения¹. Данное месторождение, распо-

¹ Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 200 000. Издание второе. Серия Кавказская. Лист К-38-II (Нальчик). Объяснительная записка / А. Н. Письменный [и др.]; Минприроды России, Роснедра, СК ДПР, ФГУГП «Кавказ-геолсъемка». – М.: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2021.

ложенное в центральной части Кабардино-Балкарской Республики, является весьма перспективным для создания предприятия по производству готовых композитов, так как расположено в местности с развитой транспортной инфраструктурой, что позволит снизить затраты на транспортировку готовых смесей потребителю.

При приготовлении глинопорошков следует учитывать как характеристики исходных глин (в основном химические и физико-технологические), так и характеристики получаемых смесей. Этот подход требует исследования и анализа характеристик на всех этапах приготовления глинопорошков — от добычи до поставки готовых смесей [10].

Таким образом, требуется на основе анализа характеристик сырья и готовых продуктов на всех этапах производства дать заключение о возможности применения глин Герпегежского месторождения для производства готовых композиций, используемых при приготовлении буровых растворов.

Герпегежское месторождение бентонитовых глин состоит из трех пачек — верхней, средней и нижней.

Верхняя пачка (белая глина) состоит из глинистого вещества — 85 %, доломита — 14 %, терригенных включений — 1 %.

Средняя пачка представлена чередующимися слоями мягкой и камнеподобной глины. В ее состав входят: глинистое вещество — 95 %, кальцит, терригенные включения, глауконит, пирит-марказит — 5 %.

Нижнюю пачку составляют сильно известковые, однородные глины со следующим минералогическим составом: глинистое вещество — 95 %; кальцит — 2 %, терригенные включения — 1 %, глауконит — 1 %, сульфиды железа — 1 %.

Глинистое вещество верхней и средней пачек состоит из монтмориллонита и бейделлита, в нижней пачке присутствуют также гидрослюды и цеолит.

Интерес в качестве сырья для производства смесей для приготовления буровых растворов представляют глины средней и нижней пачек.

Согласно исследованиям [11–14], наилучшие характеристики готовой композиции получаются при получении ее при помощи дезинтеграторной технологии, заключающейся в измельчении и перемешивании отдельных компонентов в дезинтеграторе.

Высокоинтенсивное механическое воздействие при обработке в дезинтеграторе расходуется частично на разрушение частиц материала с образованием новой поверхности, частично на создание дефектов структуры в материале, частично на образование тепла.

За счет этого улучшаются структурно-механические и фильтрационные показатели бурового раствора. Основным преимуществом данной технологии является получение композиции с однородным по объему составом с активированными частицами глины.

Результаты

Согласно результатам определения содержания [15] CaO, MgO и CO₂, а также катионного состава, выделены следующие разности бентонитов: щелочноземельные слабоизвестковистые, щелочно-щелочноземельные слабоизвестковистые и известковистые, щелочные слабоизвестковистые, известковистые и сильноизвестковистые.

Усреднение показателей на 5-метровый скользящий эксплуатационный уступ позволяет сократить количество технологических типов до четырех: щелочноземельные слабоизвестковистые и известковистые, щелочные и щелочноземельные слабоизвестковистые, а также известковистые и сильноизвестковистые.

По полученным данным суммарные мощности различных технологических типов характеризуются следующим процентным соотношением:

- 1) щелочноземельные слабоизвестковистые — 21 %;
- 2) щелочно-щелочноземельные слабоизвестковистые — 7 %;
- 3) щелочно-щелочноземельные известковистые — 8 %;
- 4) щелочные слабоизвестковистые — 33 %;
- 5) щелочные известковистые — 15 %;
- 6) щелочные сильноизвестковистые — 16 %.

Из них:

- a) щелочноземельные — 21 %; щелочно-щелочноземельные — 15 %; щелочные — 64 %;
- b) слабоизвестковистые — 61 %; известковистые — 23 %; сильноизвестковистые — 16 %.

Усредненные на скользящий 5-метровый уступ показатели выражаются следующими цифрами:

- 1) щелочноземельные слабоизвестковистые — 8,6 % ;
- 2) щелочные и щелочноземельные слабоизвестковистые — 62,0 %;
- 3) щелочные и щелочноземельные слабоизвестковистые и сильноизвестковистые — 29,4 %.

Показатели определены путем интерполяции.

По степени щелочности соотношение следующее:

- 1) щелочноземельные — 8,6 %;
- 2) щелочные и щелочно-щелочноземельные — 91,4 %.

По степени известковистости:

- 1) слабоизвестковистые — 71,6 %;
- 2) известковистые и сильноизвестковистые — 29,4 %.

Соотношение основных компонентов химического состава в различных разностях бентонитовых глин показано на рисунке 1.

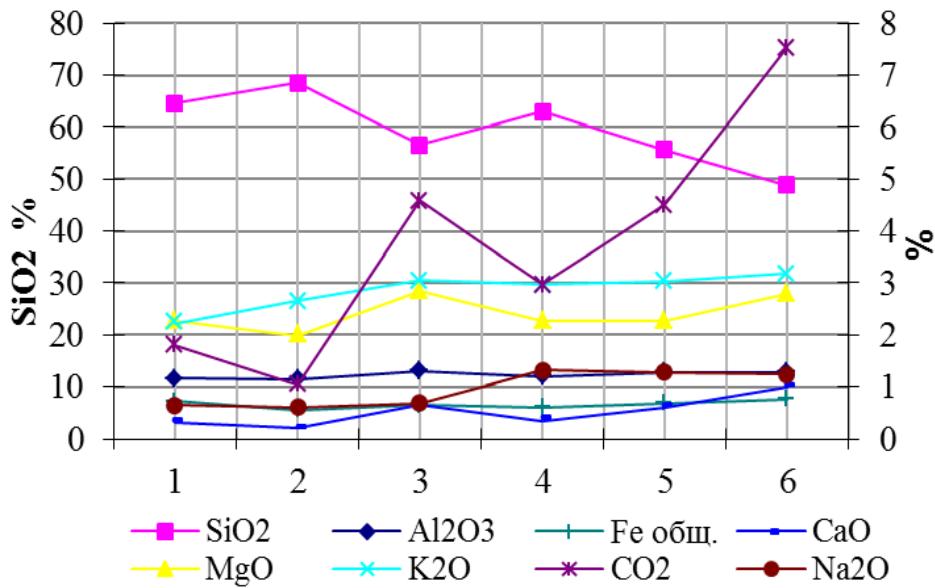


Рис. 1. Соотношение основных компонентов химического состава различных технологических сортов бентонитов:

- 1 — щелочноземельные слабоизвестковистые; 2 — щелочно-щелочноземельные слабоизвестковистые; 3 — щелочно-щелочноземельные известковистые;
- 4 — щелочные слабоизвестковистые; 5 — щелочные известковистые; 6 — щелочные сильноизвестковистые. Для всех компонентов, кроме SiO_2 , правая шкала

В результате исследования содержания песчаной фракции было установлено следующее.

1. Бентониты щелочноземельные имеют наибольшее содержание песчаной фракции — 4,2 % при колебаниях от 1,0 до 21,1 %.
2. Бентониты щелочно-щелочноземельные содержат 0,7 % песчаной фракции при колебаниях 0,1–2,25 %, причем наибольшее значение имеют слабоизвестковистые разности (0,9 %), наименьшее — известковистые (0,3 %).
3. Бентониты щелочные имеют несколько повышенное значение массовой доли песчаной фракции в слабоизвестковистой разности — 1,9 % (при колебаниях 0,4–8,75 %). Известковистые и сильноизвестковистые разности имеют минимальное количество песчаной фракции — 0,4 и 0,6 %. Среднее значение массовой доли песчаной фракции по щелочным бентонитам — 1,4 %. По данным работ 2004–2005 гг., среднее содержание по данным 71 пробы — 2,3 %.

Полученные значения содержания песчаной фракции приведены в таблице.

Результаты определения содержания массовой доли песчаной фракции

Наименование разновидностей глин	Массовая доля песчаной фракции, %		
	От	До	Среднее
Щелочноземельные слабоизвестковистые	1,0	21,1	4,2
Щелочно-щелочноземельные слабоизвестковистые	0,1	2,25	0,9
Щелочно-щелочноземельные известковистые	0,1	0,95	0,3
Щелочные слабоизвестковистые	0,4	8,75	1,9
Щелочные известковистые	0,2	0,7	0,4
Щелочные сильноизвестковистые	0,1	1,1	0,6
Щелочноземельные	1,0	21,1	4,2
Щелочно-щелочноземельные	0,1	2,25	0,7
Щелочные	0,1	8,75	1,4

Также были проведены исследования технологических характеристик глинопорошков после их модифицирования.

В природном виде исследуемое глинистое сырье характеризуется низким уровнем выхода бурового раствора ($4,0\text{--}5,6 \text{ м}^3/\text{г}$), что соответствует марке Б-5; Б-6; Б-8 по ГОСТ 25795-83².

При модифицировании исходных глин стандартным методом выход глинистого раствора увеличивается в отдельных пробах до $7 \text{ м}^3/\text{т}$ (модификация с добавкой Na_2CO_3) и до $11 \text{ м}^3/\text{т}$ (при модификации с добавкой Na_2CO_3 и MgO). Модификацию лучше подвергается сырье с повышенным содержанием CaO (известковистые и сильноизвестковистые разновидности бентонитов).

При модификации глин химическими реагентами в процессе шарового измельчения с добавлением КМЦ-600 выход раствора увеличивается незначительно (до $11,9 \text{ м}^3/\text{т}$).

При модификации сырья по способу механоактивации при влажности глинопорошка 12 % с добавлением 20 % водного раствора Na_2CO_3 удалось добиться выхода раствора $17,8 \text{ м}^3/\text{т}$.

С целью установления технологических характеристик (условная вязкость УВ, пластическая вязкость η , динамическое напряжение сдвига τ_0 , показатель фильтрации Φ) было проведено исследование композиции со следующим составом:

- глина — 96,5 %;
- Na_2CO_3 — 1,4 %;
- MgO — 0,6 %;
- КМЦ-600 — 1,5 %.

² ГОСТ 25795-83. Сырье глинистое в производстве глинопорошков для буровых растворов. Технические условия. – Введ. 1985-01-01. – М.: Издательство стандартов, 1983. – 10 с.

Исследование происходило следующим образом [15, 16]: проба глины с влажностью 6–10 % предварительно усреднялась и загружалась в дезинтегратор DESI-11. После предварительной дезинтеграции в пробу вводились остальные компоненты и проводилась подготовка смеси. Получение смеси проводилось при 9 000 об/мин. Полученная смесь разводилась в воде, после чего производилось определение технологических показателей.

Полученные зависимости технологических характеристик от массовой доли глинистой фазы C_g приведены на рисунках 2–5.

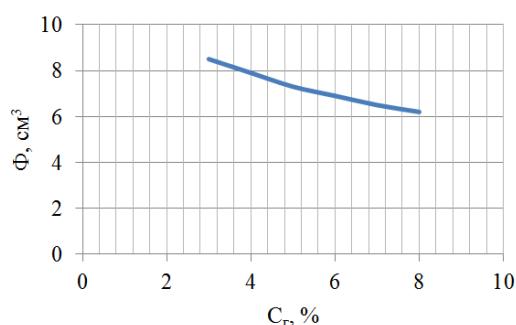


Рис. 2. Зависимость показателя фильтрации Φ от массовой доли глинистой фазы C_g

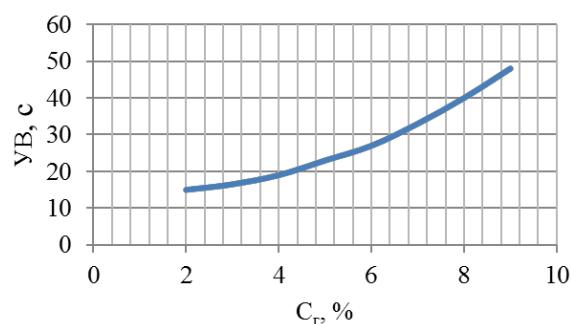


Рис. 3. Зависимость условной вязкости Υ_B от массовой доли глинистой фазы C_g

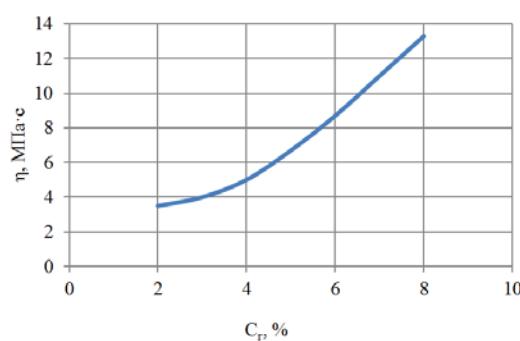


Рис. 4. Зависимость пластической вязкости η от массовой доли глинистой фазы C_g

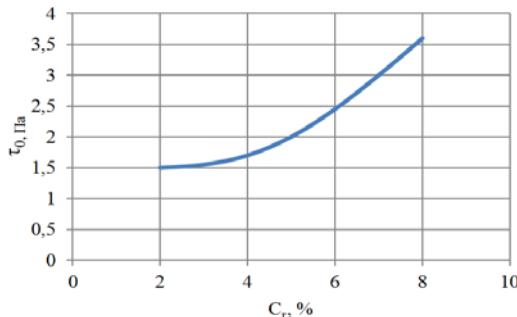


Рис. 5. Зависимость напряжения сдвига τ_0 от массовой доли глинистой фазы C_g

Обсуждение

По своим технологическим признакам глины Герпегежского месторождения подходят под требования, предъявляемые к бентонитовым глинам для приготовления глинопорошков [16].

Анализ химического состава глин позволяет сделать следующие выводы.

Наиболее отчетливо проявляется прямая корреляционная зависимость содержания $\text{CaO} — \text{CO}_2$ и обратная зависимость содержания этих компонентов и SiO_2 .

Можно констатировать, что содержание Al_2O_3 изменяется так же, как содержание CaO . Содержание окисного железа наивысшее в щелочноzemельных глинах зоны окисления. Содержание MgO , K_2O и Na_2O изменяется незначительно.

В опоковидных разностях содержание SiO_2 значительно выше, а Al_2O_3 — ниже, чем в мягких глинах.

Некоторые колебания химического состава обусловлены изменением известковистости и степени щелочности сырья.

Окись кальция. Содержание CaO не зависит от степени щелочности. В слабоизвестковистых разностях ее — 2,19–3,45 %, в известковистых — 6,01–6,41 %, в сильноизвестковистых — 9,98 % при колебаниях от 8 до 12 %. Наименьшее содержание окиси кальция в опоковидных разностях.

Двуокись углерода находится в прямой зависимости от содержания окиси кальция. В слабоизвестковистых разностях ее меньше — 1,04–2,62 %, в известковистых — 4,50–4,58 %, в сильноизвестковистых ее наибольшее количество — 7,53 %. В опоковидных разностях ее — 0,4 %.

Двуокись кремния. Содержание SiO_2 в глинах находится в обратной зависимости от содержания CaO и не имеет зависимости от степени щелочности. Наибольшее количество двуокиси кремния содержится в слабоизвестковистых глинах — 63,02–68,61 %, в известковистых — 55,56–56,59 %, в сильноизвестковистых ее наименьшее количество — 48,8 %. В опоковидных разностях содержание ее довольно высокое — 84,6 %.

Трехокись алюминия. В слабоизвестковистых разностях ее немного меньше — 11,51–12,11 %, в известковистых и сильноизвестковистых — 12,69–13,16 %, в опоковидных меньше всего — 5,3 %. Степень щелочности не влияет на содержание Al_2O_3 .

Окись натрия. Содержится в наибольшем количестве в щелочных разностях — 1,24–1,33 %, в щелочноземельных и переходных разностях ее — 0,60–0,69 %. Зависимости от степени известковистости не наблюдается.

Окись калия. В щелочных разностях содержание K_2O несколько больше, чем в щелочноземельных — 2,97–3,18 % и 2,23 % соответственно. Зависимости содержания K_2O от степени известковистости не наблюдаются. В опоковидных разностях окиси калия меньше — 1,06 %.

Окись железа. Содержание окиси железа в глинах увеличивается от щелочноземельных (0,33 %) к щелочным (1,34–1,44 %), причем максимальное значение имеют щелочные сильноизвестковистые разности — 1,44 %. Однако суммарное содержание железа варьирует незначительно (от 5,61 до 7,57 %) и от щелочности не зависит.

Так как глины Герпегежского месторождения имеют некоторое различие химического состава в зависимости от глубины залегания, поэтому целесообразно производить их усреднение непосредственно в месте добычи, что позволит выдавать для дальнейшей переработки сырье со стабильным составом.

Для приготовления глинопорошков наиболее целесообразным представляется процесс механоактивации в дезинтеграторе с добавлением полимера, кальцинированной соды и магнезии. Такая технология позволяет достичь максимально возможного выхода бурового раствора по сравнению с модифицированием глин только химическими реагентами.

Полученные результаты исследований позволяют прогнозировать количество материалов, требуемое для получения бурового раствора с требуемыми характеристиками при минимально возможном значении показателя фильтрации.

В целом можно утверждать, что композиция, полученная методом механоактивации, из глин Герпегежского месторождения соответствует требованиям к смесям для приготовления буровых растворов и может быть использована при бурении скважин^{3,4,5}.

³ ГОСТ 25796.0-83-ГОСТ 25796.5-83. Сырье глинистое в производстве глинопорошков для буровых растворов. Методы испытаний. – М., 1983. – 12 с.

⁴ ТУ 2164-002-00136716-2001. Глинопорошки для буровых растворов [Электронный ресурс]. – Введ. 2001-12-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/415960631>.

⁵ ТУ 5751-001-78035873-2006. Глинопорошки бентонитовые для буровых растворов [Электронный ресурс]. – Введ. 2006-03-20. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/471858921>.

Выводы

Проведенные исследования показывают, что готовые композиции для приготовления буровых растворов на основе глин Герпегежского месторождения могут применяться при бурении скважин. Наиболее выгодной при производстве глинопорошков является технология с предварительным усреднением глин и их механоактивацией в дезинтеграторе. Полученные зависимости технологических показателей от массовой доли глинистой фазы позволяют прогнозировать свойства бурового раствора и производить их подбор для конкретных условий бурения.

Список источников

1. Булатов, А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы : учебное пособие / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра, 1999. – 424 с. – Текст : непосредственный.
2. Резниченко, И. Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов / И. Н. Резниченко. – Москва : Недра, 1982. – 230 с. – Текст : непосредственный.
3. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – Оренбург : Летопись, 2005. – 664 с. – Текст : непосредственный.
4. Литяева, З. А. Глинопорошки для буровых растворов / З. А. Литяева, В. И. Рябченко ; НПО «Бурение». – Москва : Недра, 1992. – 192 с. – Текст : непосредственный.
5. Перспективы применения буровых растворов, приготовленных на основе сухих смесей / О. Ю. Шарова, Р. А. Мулюков, Н. Ю. Кузнецова [и др.]. – Текст : непосредственный // Материалы III Международной научно-технической конференции. Китайско-российское научно-техническое сотрудничество. Наука-образование-инновации. – Уфа : УГАТУ, 2010. – С. 91–92.
6. Кравец, В. Н. Хранение и использование порошкообразного материала для приготовления буровых растворов / В. Н. Кравец. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1987. – 179 с. – Текст : непосредственный.
7. Денисов, П. И. Производство и приготовление глинопорошков в бурении / П. И. Денисов, Е. Ф. Жванецкий. – Москва : Недра, 1964. – 110 с. – Текст : непосредственный.
8. Савилова, Г. Н. Сухие смеси — новые возможности в строительстве / Г. Н. Савилова. – Текст : непосредственный // Строительные материалы. – 1999. – № 2. – С. 20–22.
9. Козлов, В. В. Сухие строительные смеси : учебное пособие / В. В. Козлов. – Москва : Изд-во Ассоциации строительных вузов, 2000. – 96 с. – Текст : непосредственный.
10. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов / В. Д. Городнов, В. Н. Тесленко, И. М. Тимохин [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 271 с. – Текст : непосредственный.
11. Применение дезинтеграторной технологии для получения сухого бурового раствора / С. Н. Гаврилов, З. А. Литяева, А. Э. Аллик, Л. С. Пальчикова. – Текст : непосредственный // Дезинтеграторная технология. Тезисы докладов V Всесоюзного семинара. – Таллин : НПО «Дезинтегратор», 1987. – С. 104.

12. Измухамбетов, Б. С. Разработка дезинтеграторной технологии получения и применения порошкообразных материалов из местного сырья для бурения скважин в сложных геологических условиях западного Казахстана : специальность 05.15.10. «Бурение скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Измухамбетов Бактыкожа Салахатдинович. – Уфа, 1994. – 195 с. – Текст : непосредственный.
13. Применение дезинтеграторной технологии в нефтегазовой промышленности / Б. С. Измухамбетов, Н. Х. Каримов, Ф. А. Агзамов, М. Р. Мавлютов. – Самара, 1998. – 150 с. – Текст : непосредственный.
14. Гайдаров, М. М-Р. Научно-практические основы получения буровых растворов и регулирования их технологических свойств механо-химическим воздействием : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Гайдаров Миталим Магомед-Расулович. – Санкт-Петербург, 2009. – 200 с. – Текст : непосредственный.
15. Санников, Р. Х. Планирование инженерного эксперимента : учебное пособие / Р. Х. Санников. – Уфа : УГНТУ, 2004. – 78 с. – Текст : непосредственный.
16. Регламентирование свойств глинопорошков, используемых для приготовления буровых растворов / З. А. Литяева, В. И. Рябченко, В. А. Шишов, В. Д. Барановский. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1979. – 48 с. – (Нефтяная промышленность : обзор. информ.). – Текст : непосредственный.

References

1. Bulatov, A. I., Makarenko, P. P., & Proselkov, Yu. M. (1999). Burovye promyvochnye i tamponazhnye rastvory. Moscow, Nedra Publ., 424 p. (In Russian).
2. Reznichenko, I. N. (1982). Prigotovlenie, obrabotka i ochistka burovых rastvorov. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).
3. Ryazanov, Ya. A. (2005). Entsiklopediya po burovym rastvoram. Orenburg, Letopis' Publ., 664 p. (In Russian).
4. Lityaeva, Z. A., & Ryabchenko, V. I. (1992). Glinoporoshki dlya burovых rastvorov. Moscow, Nedra Publ., 192 p. (In Russian).
5. Sharova, O. Yu., Mulyukov, R. A., Kuznetsova, N. Yu., Samsykin, A. V., Khafizov, A. F., & Kutluguzhina, Z. M. (2010). Perspektivy primeneniya burovых rastvorov, prigotovlennyykh na osnove sukhikh smesey. Proceedings of the III International Scientific and Technical Conference. China-Russian scientific and technical collaboration. Science-education-innovation. Ufa, Ufa State Aviation Technical University Publ., pp. 91-92. (In Russian).
6. Kravets, V. N. (1979). Khranenie i ispol'zovanie poroshkoobraznogo materiala dlya prigotovleniya burovых rastvorov. Moscow, VNIIOENG Publ., 179 p. (In Russian).
7. Denisov, P. I., & Zhvanetskiy, E. F. (1964). Proizvodstvo i prigotovlenie glinoporoshkov v burenii. Moscow, Nedra Publ., 110 p. (In Russian).
8. Savilova, G. N. (1999). Sukhie smesi - novye vozmozhnosti v stroitel'stve. Stroitel'nye materialy, (2), pp. 20-22. (In Russian).

9. Kozlov, V. V. (2000). Sukhie stroitel'nye smesi. Moscow, Assotsiatsiya stroitel'nykh vuzov Publ., 96 p. (In Russian).
10. Gorodnov, V. D., Teslenko, V. N., Timokhin, I. M., Kolesnikov, P. I., & Chelombiev, B. K. (1975). Issledovanie glin i novye retseptury glinistykh rastvorov. Moscow, Nedra Publ., 271 p. (In Russian).
11. Gavrilov, S. N., Lityaeva, Z. A., Allik, A. E., & Pal'chikova, L. S. (1987). Primenenie dezintegratornoy tekhnologii dlya polucheniya sukhogo burovogo rastvora. Dezintegratornaya tekhnologiya. Tezisy dokladov V Vsesoyuznogo seminara. Tallin, NPO "Dezintegrator", pp. 104. (In Russian).
12. Izmukhambetov, B. S. (1994). Razrabotka dezintegratornoy tekhnologii polucheniya i primeneniya poroshkoobraznykh materialov iz mestnogo syr'ya dlya bureniya skvazhin v slozhnykh geologicheskikh usloviyakh zapadnogo Kazakhstana. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 195 p. (In Russian).
13. Izmukhambetov, B. S., Karimov, N. Kh., Agzamov, F. A., & Mavlyutov, M. R. (1998). Primelenie dezintegratornoy tekhnologii v neftegazovoy promyshlennosti. Samara, 150 p. (In Russian).
14. Gaydarov, M. M-R. (2009). Nauchno-prakticheskie osnovy polucheniya burovых rastvorov i regulirovaniya ikh tekhnologicheskikh svoystv mekhano-khimicheskim vozdeystviem. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. St. Petersburg, 200 p. (In Russian).
15. Sannikov, R. Kh. (2004). Planirovanie inzhenernogo eksperimenta. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., 78 p. (In Russian).
16. Lityaeva, Z. A., Ryabchenko, V. I., Shishov, V. A., & Baranovskiy, V. D. (1979). Reglamentirovaniye svoystv glinoporoshkov, ispol'zuemykh dlya prigotovleniya burovых rastvorov. Moscow, VNIIIOENG Publ., 48 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Босиков Игорь Иванович, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела, Северо-Кавказский горный металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ

Мазко Александр Игорьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела, Северо-Кавказский горный металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ, alexxxander.m@yandex.ru

Сафаралеева Юлия Уразмухаметовна, кандидат исторических наук, доцент, Индустриальный институт (филиал) Югорского государственного университета, г. Нефтеюганск

Igor I. Bosikov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz

Alexander I. Mazko, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz, alexxxander.m@yandex.ru

Yulia U. Safaraleeva, Candidate of History, Associate Professor, Industrial Institute (branch) of Yugra State University, Nefteyugansk

Статья поступила в редакцию 26.09.2023; одобрена после рецензирования 28.12.2023; принятая к публикации 10.01.2024.

The article was submitted 26.09.2023; approved after reviewing 28.12.2023; accepted for publication 10.01.2024.

**Статистический анализ и принятие решений по повышению
эффективности мероприятий по ограничению водопритоков
в добывающих скважинах в условиях неопределенности**

**Г. М. Эфендиев¹, Г. Ж. Молдабаева^{2*}, С. Н. Бастиров³,
О. Г. Кирисенко¹, А. Х. Сыздыков², Ш. Р. Тузельбаева², Б. А. Балуанов²**

¹Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики, Баку, Азербайджанская Республика

²Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, Алматы, Республика Казахстан

³Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*g.moldabayeva@satbayev.university

Аннотация. Данная статья посвящена построению и статистическому анализу моделей, выражающих связь между показателями эффективности и большим числом геологотехнологических факторов. В качестве показателей эффективности приняты такие, как продолжительность эффекта, объем дополнительно добываемой нефти, объем ограниченной воды и прибыль по скважине с учетом стоимости полимера. В результате обработки данных и анализа получены множественные уравнения. Показаны пути оценки весовых вкладов каждого из факторов в формирование значений выходных переменных. Даны оценка адекватности и достоверности моделей с помощью соответствующих критериев.

Ключевые слова: обводненность, моделирование, функция принадлежности, эффективность водоизоляционных работ, геолого-физические условия, осадкогелеобразующие составы

Благодарности: данное исследование выполнено при финансовой поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (№ АР19674847).

Для цитирования: Статистический анализ и принятие решений по повышению эффективности мероприятий по ограничению водопритоков в добывающих скважинах в условиях неопределенности / Г. М. Эфендиев, Г. Ж. Молдабаева, С. Н. Бастиров [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-92-107 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 92–107.

**A statistical analysis and decision-making to enhance the effectiveness
of measures for water influx in production wells under conditions
of uncertainty**

**Galib M. Efendiyev¹, Gulnaz Zh. Moldabayeva^{2*}, Sergey N. Bastrikov³,
Oleg G. Kirisenko¹, Askar Kh. Syzdykov², Sholpan R. Tuzelbayeva²,
Bakytzhan A. Baluanov²**

¹Institute of Oil and Gas of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Baku, the Republic of Azerbaijan

²Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*g.moldabayeva@satbayev.university

Abstract. This article focuses on modelling and statistically analysing models that express the relationship between efficiency indicators and multiple geological and technological factors. Efficiency indicators include parameters such as the duration of the effect, the volume of additionally extracted oil, the volume of restricted water, and the well's profit considering polymer costs. The article presents multiple equations derived from data processing and analysis. It demonstrates techniques for evaluating the contributions of each factor in determining the values of the output variables. The adequacy and reliability of the models are evaluated using appropriate criteria.

Keywords: water-cut, modelling, membership function, water shut-off efficiency, geological and physical conditions, sediment-forming compositions

Acknowledgements: this study received financial support from the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (No. AP19674847).

For citation: Efendihev, G. M., Moldabayeva, G. Zh., Bastrikov, S. N., Kirisenko, O. G., Syzdykov, A. Kh., Tuzelbayeva, Sh. R., & Baluanov, B. A. (2024). A statistical analysis and decision-making to enhance the effectiveness of measures for water influx in production wells under conditions of uncertainty. Oil and Gas Studies, (1), pp. 92-107. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-92-107

Введение

Одной из технологий, позволяющих повысить эффективность обработок призабойной зоны скважин, является правильное применение осадкогелеобразующих составов, что требует глубокого анализа геологических условий и опыта применения различных технологических решений, анализа показателей эффективности и влияния на них различных факторов, построения моделей и прогнозных оценок по ним, принятия решений. Здесь при принятии решений необходимо рассмотрение возможности применения методов, учитывающих неопределенность.

Анализ результатов исследований, посвященных технологиям ограничения водопритоков в нефтедобывающих скважинах

Одной из основных проблем, с которой сталкиваются нефтедобывающие компании, является проблема водопритоков. В большинстве своем эта проблема типична для старых скважин, однако она также может возникать и в новых добывающих скважинах месторождения. Данное обстоятельство, как известно, создает многочисленные технико-технологические и экономические проблемы. Эти проблемы известны, так как они уже на протяжении многих лет привлекают внимание исследователей, посвятивших им свои многочисленные труды. Например, в одной из работ отмечается следующее: «...если скважина представляет собой газлифтную скважину, количество газа, нагнетаемого для подъема флюида из ствола скважины на поверхность, выше при добыче избыточной воды, чем без ее добычи...» [1]. Кроме того, добыча воды также приводит к возникновению дополнительных проблем, в частности к увеличению накипи, коррозии и деградации в промысловых сооружениях, начиная от ствола скважины и заканчивая наземными сооружениями [2]. Еще одна серьезная проблема заключается в том, что затраты на сепарацию, очистку и утилизацию пла-

стовой воды ложатся тяжелым бременем на бюджеты нефтяных компаний [3, 4]. Так, например, в Альберте (провинция Канады) утилизация пластовой воды обходится примерно в 1 млрд долларов в год. Избавление от такого производства помогает сократить расходы операторов и повысить прибыльность их деятельности [3]. Поэтому необходимость разработки технологических мероприятий по ограничению водопритоков очевидна. При наличии достаточной информации о характеристиках пласта и отличительных проблемах месторождения можно избежать ненужной добычи воды на этапе проектирования ствола скважины [4, 5]. В данном случае по поводу водопритоков возникает вопрос: «Наличие водопритоков всегда ли плохо? Всегда ли этот фактор играет негативную роль?» Судя по работам исследователей, правильный ответ: «Нет!». Водоприток является одним из наиболее важных факторов добычи нефти, поскольку он помогает управлять пластом, мобилизовать нефть и вытеснять ее из однородных пород [4, 5]. Большинство исследователей, естественно, считают, что нежелательная добыча воды должна быть устранена и снижена для повышения производительности и прибыльности добывающих скважин [3–6]. Операции по перекрытию воды сосредоточены на устраниении нежелательной подачи воды, которую также называют «плохой водой». В некоторых случаях нагнетательная скважина связана с добывающей скважиной через открытую трещину или особенности, также известные как «зоны поглощения». Открытые объекты также могут привести к избыточному количеству воды, если они соединены с водоносным горизонтом. Кроме того, трещины и открытые элементы могут способствовать нежелательной добыче воды, когда они связаны с водоносными пластами [7].

Разработка мероприятий по ограничению водопритоков обычно начинается со сбора геолого-технологических данных с мест проведения данного геолого-технического мероприятия.

Наиболее важной частью любой операции по перекрытию воды является точный анализ условий возникновения проблемы. Необходимо знать точку входа воды, расчлененность пород-коллекторов, иметь сведения о пластовых и забойных давлениях, конструкции скважин и др. Фактически, как отмечается в различных исследованиях [4, 5, 7, 8], вся доступная информация о скважине считается ценной. Дело в том, что каждая скважина будет иметь свою собственную информацию, характеризующую полностью геолого-физические условия и применяемую технологию. Правильное использование данной информации, в свою очередь, позволит правильно смоделировать процесс и привести к принятию адекватных технологических решений по ограничению водопритоков и, как результат, увеличению добычи нефти, а также экономии затрат на проведение технологических операций. Авторы выполненных работ отмечают значимость каротажных работ в добывающих скважинах при определении обводненности как важный шаг в планировании мероприятий по ограничению водопритоков.

Группа работ посвящена анализу разработки высокообводненных месторождений, динамике добычи нефти и воды.

Отмечается о закрытии скважин на этих месторождениях по достижении их обводненности 98 %. Это позволяет эффективно контролировать соотношение воды и нефти, повышать добычу и экономить на разработке [9]. Ряд работ посвящен полимерному заводнению. В настоящее время полимерное заводнение является наиболее широко используемой технологией химического заводнения. При этом основным механизмом полимерного заводнения является добавление полимеров в нагнетаемую воду с образованием высоковязкой вытесняющей жидкости [5, 10].

Водоизоляционные работы могут быть проведены с использованием обработок различными химическими составами. Эти составы приводят к лучшему блокированию зон водопритоков. Идея состоит в том, чтобы иметь возможность закрыть пути наименьшего сопротивления перед водой за счет уменьшения проницаемости зон водопритоков с целью предотвращения через них поступления воды в скважину. Другими словами, цель состоит в том, чтобы заблокировать открытые каналы высокой проницаемости [11]. Результаты применения составов могут быть достигнуты через определенное время в зависимости от характера коллектора и свойств закачиваемых химикатов. Синтетические полимеры более распространены, поскольку они дешевле, доступнее и хорошо работают с малосоленой водой. Полиакриламид (ПАА) и гидролизованный полиакриламид (ГПАА) представляют собой два типа синтетических полимеров. Полимеры также могут играть роль в снижении проницаемости [12]. Наконец, исходя из характеристик коллектора и экономических соображений, правильный полимер выбирают в случае химической закачки. В работе [13] приводится общий обзор полимерных систем, используемых для водоизоляционных работ, а также их химические соединения и свойства. Существуют и другие химические методы перекрытия воды, такие как смолы, твердые частицы и пены.

Из наиболее известных механических решений при водоизоляционных работах внутри ствола скважины следует отметить установку пакеров и пробок. Они обычно используются нефтяными операторами для отключения избыточного поступления воды [14, 15]. Это оборудование известно своей экономичностью и надежностью в достижении водоизоляции. Их можно установить с помощью гибкой трубы, по которой они могут работать через ствол скважины.

Таким образом, из приведенного краткого обзора следует, что в связи с вступлением крупнейших нефтяных месторождений мира в стадию высокой обводненности и снижения коэффициента извлечения нефти, при чрезвычайно сложном распределении остаточной нефти основным методом, необходимым для дальнейшего повышения нефтеотдачи, являются более точные выбор и оценка эффективности мероприятий в коллекторах с высокой обводненностью. Разработка (совершенствование) способов и

подходов к принятию решений с целью повышения технологической и экономической эффективности вытеснения нефти, коэффициента извлечения нефти и снижения обводненности коллекторов имеет большое значение для увеличения добычи на нефтяных месторождениях, как следует из обзора, является актуальной проблемой. Применение различных прикладных методов построения моделей эффективности мероприятий, в том числе учитывающих неопределенность условий моделирования и принятия решений, позволит добиться в конечном итоге ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи. В зависимости от конкретной ситуации в пласте с высокой обводненностью перспективным является обоснованный выбор технологий добычи нефти, основанный на применении полимерных и осадкогелеобразующих составов.

Анализ факторов, влияющих на эффективность изоляции водопритоков в добывающих скважинах

Для повышения эффективности водоизоляционных работ необходимо комплексное изучение влияния как геолого-физических, технических, так и технологических факторов на процесс ограничения водопритоков.

С этой целью собраны, обработаны и проанализированы результаты обработок призабойной зоны скважины (ПЗС) полимерным раствором на одном из нефтедобывающих предприятий, построены уравнения, выражющие зависимости показателей эффективности. На основании проведенного анализа в качестве геолого-физических и технических факторов, характеризующих призабойную зону (ПЗ) и скважину, были выбраны [5, 16]: проницаемость (x_1), расщлененность пласта (x_2), пластовое (x_3) и забойное (x_4) давления, вязкость нефти в пластовых условиях (x_5), текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) (x_6), средний дебит нефти (x_7), воды (x_8) за 3 месяца до обработки скважины полимером, обводненность продукции (x_9), длина фильтра скважины (x_{10}) (табл. 1).

Для этого предварительно входные и выходные переменные были вначале представлены в логарифмическом виде, по этим данным в результате реализации программы линейной регрессии построены уравнения в виде многочлена, затем потенцированием получены выражения в мультиплексивном виде. По такой же исходной информации, собранной по одному из месторождений Республики Казахстан, проведена идентификация полученных моделей. Для этого путем сравнения расчетных по предварительным моделям типа

$$Y = a_0 + \sum_{i=1}^{12} a_i x_i \quad (1)$$

и фактических данных таблиц производились уточнение и идентификация их к рассматриваемым условиям. В результате такой обработки для каждого показателя эффективности получены отмеченные модели.

Таблица 1

**Значения геолого-физических и технических факторов скважин
одного из месторождений Республики Казахстан**

Проницаемость, мкм ²	Расщлененность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Текущий коэффициент нефтегазации	Дебит скважины до обработки		Обводненность, %	Длина фильтра, м	Количество полимера на 1 м фильтра, кг	% заведения ПЗС полимером
						Нефть, т/сут	Вода, м ³ /сут				
x ₁	x ₂	x ₃	x ₄	x ₅	x ₆	x ₇	x ₈	x ₉	x ₁₀	x ₁₁	x ₁₂
0,728	5,8	36	38	0,997	31,4	1,3	24,9	94,99	8	4,4	19,2
1,34	5,8	19,6	22,1	0,997	31,4	6,1	129,1	95,47	19,5	3,8	16,5
15,6	5,8	26,8	28,8	0,997	31,4	3,4	140,6	97,61	26	7,8	34,2
5,67	5,8	25,7	29,2	1,22	31,4	3,6	116,2	96,97	14	14	61,4
2,98	2,2	22,6	24,6	0,97	31,4	5,4	183,7	97,14	18	16,6	72,6
14,4	2,2	20,4	22,4	0,997	31,4	6,7	232,6	97,19	16	11,3	49,5
4,6	2,2	28	30	0,8	31,4	4,1	53,6	92,87	31	2,7	11,7
3,91	5,8	27,4	29,4	0,997	31,4	3	139	97,86	15	20,5	90
9,35	5,8	27,4	29,4	0,997	31,4	7,7	279,9	97,33	19	10,3	45,2
45,6	2,5	21,3	23,3	1,02	31,4	3,4	46,7	93,16	13	3,1	13,7

Таблица 2

Значения технологических показателей для скважин месторождения X

Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄
Продолжительность эффекта, мес.	Средние значения дополнительной добытой нефти и ограничения водопритоков за время эффекта		Прибыль по скважине с учетом стоимости полимера, тыс. тенге
	Нефть, т	Вода, м ³	
8	37,1	48	257,1
4	32,3	75	714,9
6	30,6	27	1 141,2
9	34,5	11	542,2
7	29,2	45	646,3
6	28,3	21,8	626,3
2	18,8	241	1 216,1
14	39,5	22	574,2
7	33,1	18	875,2
5	24,7	35	568

В данном случае проводился статистический анализ с целью построения моделей, выражающих связь отмеченных в таблице 1 факторов и в таблице 2 выходных переменных, то есть показателей эффективности изоляционных работ — продолжительность эффекта, значения количества дополнительной добытой нефти, объема ограничения водопритоков за время эффекта и прибыль по скважине.

В результате реализации программы линейной регрессии получены множественные корреляционные уравнения.

Для построения зависимостей отобранных ряда критериев, которые оказывают влияние на эффективность проведения геолого-технологических мероприятий, их обработку проводят в соответствии с корреляционным анализом. При этом статистическая обработка данных проводилась по двум направлениям посредством применения программы линейной регрессии.

1. Были построены зависимости значений показателя эффективности и геолого-технологических факторов по их фактическим значениям. Для этого находились логарифмы входных и выходных переменных и с применением программы линейной регрессии строились линейные множественные уравнения типа (1):

- для продолжительности эффекта:

$$Y_1^* = 2,088 + 0,0279X_1 + 0,2117X_2 + 0,8552X_3 - 0,8354X_4 + 0,1911X_5 + 0,2134X_6 - 0,1116X_7 - 0,0122X_8 - 1,0794X_9 - 0,6955X_{10} - 0,0266X_{11} + 0,5022X_{12}, \quad (2)$$

- дополнительной добычи нефти:

$$Y_2^* = 4,011 - 0,0329X_1 + 0,0199X_2 + 0,2676X_3 - 0,3559X_4 + 0,2869X_5 - 0,0187X_6 - 0,1458X_7 + 0,1664X_8 - 1,2373X_9 - 0,2664X_{10} - 0,0446X_{11} + 0,15 X_{12}, \quad (3)$$

- объема ограниченной воды:

$$Y_3^* = 2,673 - 0,2207X_1 - 0,1253X_2 - 0,8418X_3 + 0,9415X_4 - 0,6897X_5 - 0,1753X_6 + 0,2407X_7 - 0,4635X_8 + 0,3228X_9 + 1,0051X_{10} - 0,0456X_{11} - 0,5124X_{12}, \quad (4)$$

- прибыли по скважине с учетом стоимости полимера:

$$Y_4^* = -0,75 - 0,0078X_1 - 0,2062X_2 - 1,1539X_3 + 1,6104X_4 - 0,9984X_5 + 0,0487X_6 + 0,017X_7 + 0,0217X_8 + 1,1505X_9 + 1,0366X_{10} - 0,1685X_{11} + 0,0943X_{12}, \quad (5)$$

где $X_i = \log x_i$, $Y_i^* = \log Y_i$.

2. Посредством проведения операций потенцирования выражений (2)–(5) получены искомые зависимости в мультипликативном виде с последующим уточнением параметров:

- для продолжительности эффекта получена следующая зависимость:

$$Y_1 = 122,50 \frac{x_1^{0,0279} x_2^{0,2117} x_3^{0,8552} x_5^{0,1911} x_6^{0,2134} x_{12}^{0,5022}}{x_4^{0,8354} x_7^{0,1116} x_8^{0,0122} x_9^{1,0794} x_{10}^{0,6955} x_{11}^{0,0266}}, \quad (6)$$

- дополнительной добычи нефти:

$$Y_2 = 10\ 258,863 \frac{x_2^{0,0199} x_3^{0,2676} x_5^{0,2869} x_8^{0,1664} x_{12}^{0,15}}{x_1^{0,0329} x_4^{0,3559} x_6^{0,0187} x_7^{0,1458} x_9^{1,2373} x_{10}^{0,2664} x_{11}^{0,0446}}, \quad (7)$$

- объема ограниченной воды:

$$Y_3 = 471,068 \frac{x_4^{0,9415} x_7^{0,2407} x_9^{0,3228} x_{10}^{1,0051}}{x_1^{0,2207} x_2^{0,1253} x_3^{0,8418} x_5^{0,6897} x_6^{0,1753} x_8^{0,4635} x_{11}^{0,0456} x_{12}^{0,5124}}, \quad (8)$$

- прибыли по скважине с учетом стоимости полимера:

$$Y_4 = 0,1779 \frac{x_4^{1,6104} x_6^{0,0487} x_7^{0,017} x_8^{0,0217} x_9^{1,1505} x_{10}^{1,0366} x_{12}^{0,0943}}{x_1^{0,0078} x_2^{0,2062} x_3^{1,1539} x_5^{0,9984} x_{11}^{0,1685}}. \quad (9)$$

Следует отметить, что в научных исследованиях с применением регрессионного анализа считается необходимой сравнительная оценка степени важности (значимости) входных (независимых) переменных по степени их влияния на выходную. В одной из работ с целью отработки принятия решений об остановке добывающих скважин на воду на основе метода случайного поиска предлагается подход для оценки весовых коэффициентов. В качестве переменных рассматривались те же факторы, учитывающие давление, обводненность скважин, остаточную нефтенасыщенность. Целью использования этого алгоритма является повышение точности принятия решения о выборе скважины. Поскольку вес фактора или важность признака являются частью расчета, что определенно повлияет на конечный результат.

В работе [17] представлен метод вычисления оценок значимости факторов линейных регрессионных моделей. В работе [18] оценку значимости факторов в регрессионной модели производят посредством вычисления вкладов независимых факторов. В качестве объекта анализа в данной работе выступают факторы, характеризующие геолого-физические условия и технологический процесс, оказывающие совместное влияние на показатели эффективности водоизоляционных работ (выходные переменные).

Оценки вкладов указанных факторов в регрессионных моделях (6)–(9) находим с помощью выражения [18]

$$\alpha_i = \frac{100\% |a_i x_i^*|}{\sum_{j=1}^2 |a_j x_j^*|}, \quad (10)$$

где x_j^* — максимальное на всей выборке значение j-й переменной.

Результаты расчетов весовых вкладов приведены в таблице 3.

Таблица 3
Результаты расчетов весовых вкладов

Модель	Весовой вклад											
	α_1	α_2	α_3	α_4	α_5	α_6	α_7	α_8	α_9	α_{10}	α_{11}	α_{12}
Y_1	1	3,7	21,9	21,6	2,1	5,3	2,1	0,3	21,5	10,4	0,3	9,8
Y_2	2	0,6	11,4	15,3	5,2	0,8	4,6	6,8	41	6,6	1	4,9
Y_3	7	1,9	18,6	21	6,5	3,8	3,9	9,8	5,5	12,9	0,52	8,6
Y_4	0,2	2,79	22,64	31,89	8,32	0,93	0,2	0,41	17,58	11,87	1,70	1,41

Согласно данным таблицы, наибольший вклад в значения показателей эффективности мероприятий по ограничению водопритоков вносят такие факторы, как пластовое давление, забойное давление, вязкость нефти в пластовых условиях, обводненность, длина фильтра [16].

После полученных уравнений регрессии устанавливается степень соответствия расчетных значений фактическим. Количественная оценка степени соответствия определяется мерой идентичности согласно следующей формуле, значения которой должны изменяться в пределах от нуля до единицы:

$$I = \frac{1}{1 + \frac{\sum_{i=1}^N (Y_{\text{расч}} - Y)^2}{\sum_{i=1}^N (Y_{\text{расч}} - \bar{Y})^2}}. \quad (11)$$

Результаты проведенных расчетов и оценка погрешностей показали достаточную достоверность построенных моделей.

Полученные уравнения позволили установить степень влияния каждого фактора в рассмотренных в данном случае пределах его изменения на продолжительность эффекта изоляции, количество дополнительно добываемой нефти, объем ограниченной воды (см. табл. 3).

Как показал анализ, на количество дополнительно добываемой нефти Y_2 наибольшее влияние оказывают определяющие ее значимость факторы: на первом месте обводненность — 41 %, далее по степени влияния следуют забойное и пластовое давления — соответственно 15,3 и 11,4 %, дебит скважины по воде — 6,8 %, длина фильтра — 6,6 % и т. д. На объем ограниченной воды Y_3 наибольшее влияние оказывают прежде всего забойное и пластовое давления — соответственно 21 и 18,6 %, затем длина фильтра — 12,9 %, далее дебит скважины по воде — 9,8 % и т. д.

На прибыль по скважине с учетом стоимости полимера Y_4 на первом месте по степени влияния идут забойное и пластовое давления — соответственно 31,89 и 22,64 %, далее следуют обводненность — 17,58 %, длина фильтра — 11,87 %, вязкость нефти в пластовых условиях — 8,32 % и т. д.

Для определения в целом общей оценки влияния каждого фактора на эффективность изоляции водопритоков полимерными растворами воспользуемся подходом, ранее примененным в работе [19].

Принятие решений по выбору технологии водоизоляционных работ

Исходя из постановки и необходимости решения нашей задачи, задача в данном случае представляет собой принятие решений в условиях неопределенности. Это обосновывается многокритериальностью и многофакторностью. Как следует из вышеприведенного анализа, в данном случае необходимо принять такое решение, которое удовлетворяло бы всем четырем критериям, а именно оно (решение) должно отражать такой комплекс технологических вариантов, который для данных геологических условий позволит добиться максимальных продолжительности эффекта; дополнительной добычи нефти; объема ограниченной воды; прибыли по скважине с учетом стоимости полимера. Для этого вначале проводились расчеты по полученным моделям, наилучшие варианты определялись с помощью отмеченных четырех критерии (представляющих собой цели и ограничения) с применением теории нечетких множеств, предложенной Л. Заде. Согласно положениям этой теории, оценивались функции принадлежности множеств целей и ограничения, исходя из стремления добиться максимума каждого критерия, в связи с чем максимальному значению каждого из них ставилось в соответствие значение функции принадлежности близкое к единице. Выражение для определения функций принадлежности имеет следующий вид:

$$\mu_i = \frac{1}{1+9e^{-ay_i}}. \quad (12)$$

Определены значения параметра a выражения (12) для каждого из критериев, соответствующие выражения приведены в таблице 4, по ним выполнены расчеты функций принадлежности.

Для принятия решения находятся функции принадлежности множества решений. Каждая из приведенных в таблице функций принадлежности является «функцией принадлежности множества целей (или ограничений)». Множество решений, согласно теории нечетких множеств, представляет собой множество, являющееся пересечением этих множеств. Пересечением нечетких множеств называют некоторое нечеткое множество, функция принадлежности которого для данного случая выглядит следующим образом:

$$\mu_D = \min(\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4). \quad (13)$$

В таблице 4 в последнем столбце показаны значения функций принадлежности множества решений, каждая строка которого представляет собой наименьшее значение среди множеств принадлежности критериев. Оптимальным решением будет (выделено жирным начертанием)

строка, соответствующая наибольшему значению функции принадлежности множества решений.

Таким образом, наибольшее значение функции принадлежности множества решений в совокупности расчетных данных соответствует наилучшему решению, которое соответствует пятой строке таблицы 1.

Таблица 4

Показатели эффективности мероприятий по ограничению водопритоков и соответствующие функции принадлежности

Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	$\mu_1 = \frac{1}{1 + 9e^{-0,74Y_1}}$	$\mu_2 = \frac{1}{1 + 9e^{-0,12Y_2}}$	$\mu_3 = \frac{1}{1 + 9e^{-0,11Y_3}}$	$\mu_4 = \frac{1}{1 + 9e^{-0,006Y_4}}$	$\mu_D = \min(\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4)$
8	37,1	48	257,1	0,975722	0,899162	0,963551	0,361174	0,361
4	32,3	75	714,9	0,678784	0,834876	0,998261	0,911067	0,679
6	30,6	27	1 141,2	0,902111	0,805284	0,706975	0,993467	0,707
9	34,5	11	542,2	0,988225	0,867683	0,280246	0,774495	0,28
7	29,2	45	646,3	0,950605	0,778022	0,94944	0,869054	0,778
6	28,3	21,8	626,3	0,902111	0,759108	0,571493	0,853967	0,571
2	18,8	241	1 216,1	0,326399	0,506227	1	0,995923	0,326
14	39,5	22	574,2	0,9997	0,922128	0,577067	0,807891	0,577
7	33,1	18	875,2	0,950605	0,847503	0,463752	0,965813	0,464
5	24,7	35	568	0,815258	0,673109	0,857261	0,801728	0,673

Выводы

Выполненный анализ показал, что с изменением одной группы геолого-физических, технических и технологических факторов, характеризующих ПЗС, скважину и технологию обработки, значения показателей, выбранных в качестве критерии эффективности изоляции водопритоков полимерными растворами, увеличиваются, с изменением другой группы факторов — снижаются, а с изменением третьей группы факторов увеличение или снижение значений носит избирательный характер. Например, увеличение проницаемости и расчлененности пласта, пластового давления, вязкости нефти в пластовых условиях, текущего КИН и охвата ПЗС полимерным раствором приводит к росту, а увеличение забойного давления, дебитов скважины по нефти и воде, обводненности, длины фильтра и количества полимера на 1 м фильтра — к снижению продолжительности эффекта

изоляции водопритоков. Точно так же можно оценить влияние факторов на другие показатели эффективности водоизоляционных работ.

Подытоживая результаты исследований, можно сформулировать следующие выводы.

1. Выполнен анализ изменения показателей эффективности технологии ограничения водопритоков, даны оценки параметрам исследуемых зависимостей — продолжительности эффекта; дополнительной добычи нефти; объема ограниченной воды; прибыли по скважине с учетом стоимости полимера путем рассмотрения их в качестве функций геолого-физических условий и технологических мероприятий. В результате статистического анализа построены зависимости отмеченных показателей от характеристик геолого-физических условий и технологических мероприятий.

2. Разработан и реализован алгоритм оценки оптимальных решений по четырем критериям на основе информации о геолого-физических условиях месторождения и опыте внедрения геолого-технических мероприятий по ограничению водопритоков, включающий анализ факторов, их весовой вклад, статистическую оценку показателей достоверности, принятие решений с учетом неопределенности.

Список источников

1. Taha, A. Overview of Water Shutoff Operations in Oil and Gas Wells; Chemical and Mechanical Solutions / A. Taha, M. Amani. – Text : electronic // ChemEngineering. – 2019. – Vol. 3, Issue 2. – URL: <https://doi.org/10.3390/chemengineering3020051>.
2. Ahmad, N. Comprehensive Diagnostic and Water Shut-off in Open and Cased Hole Carbonate Horizontal Wells / N. Ahmad, H. Al-Shabibi, S. Malik. – Text : electronic // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and conference, Abu Dhabi, UAE, 11–12 November 2012. – URL: <https://doi.org/10.2118/162287-MS>.
3. Extracting Lessons Learned of 35 Water Shut-off Jobs in Mature Fields to Improve Success Ration of Water Shut-off Job / D. Permana, G. Ferdian, M. Ajii, E. Siswati. – Text : electronic // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Bali, Indonesia, 20–22 October 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/176191-MS>.
4. Кучин, В. Н. Обоснование и разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водопроявляющих пластов при бурении скважин : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кучин Вячеслав Николаевич ; Санкт-Петербургский горный университет. – Санкт-Петербург, 2021. – 104 с. – Текст : непосредственный.
5. Абасов, М. Т. Повышение эффективности ограничения водопритоков в нефтяных скважинах : монография / М. Т. Абасов, А. С. Стреков, Г. М. Эфендиев. – Баку : Nafta-Press, 2009. – 256 с. – Текст : непосредственный.
6. Sydansk, D. Reservoir Conformance Improvement / D. Sydansk, L. Romero-Zeron. – 1st edition. – Richardson : Society of Petroleum Engineers, 2011. – 138 p. – Direct text.

7. Guo, B. Petroleum Production Engineering a Computer-Assisted Approach / B. Guo, W. C. Lyons, A. Ghalambor. – DOI 10.1016/B978-0-7506-8270-1.X5000-2. – Oxford : Gulf Professional Publishing, 2007. – 312 p. – Direct text.
8. Understanding Excessive Water Production in Highly Faulted Mature Gas Condensate Field : From Well Operations to Revival of Integrated History Matching / M. Fayzullin, P. Tippel, J. Gonzalez, S. Egger. – Text : electronic // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Bangkok, Thailand, 25–27 August 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/170548-MS>.
9. Xue, L. Status and Prospect of Improved Oil Recovery Technology of High Water Cut Reservoirs / L. Xue, P. Liu, Y. Zhang. – Text : electronic // Water. – 2023. – Vol. 15, Issue 7. – URL: <https://doi.org/10.3390/w15071342>.
10. Li, X. Review on polymer flooding technology / X. Li, F. Zhang, G. Liu. – Text : electronic // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science. – 2021. – Vol. 675. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/675/1/012199>.
11. Zeinijahromi, A. Controlling Excessive Water Production Using Induced Formation Damage / A. Zeinijahromi, P. Bedrikovetski. – Text : electronic // SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, 3–5 June 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/174229-MS>.
12. Gharbi, R. The Potential of a Surfactant/Polymer Flood in a Middle Eastern Reservoir / R. Gharbi, A. Alajmi, M. Algharaib. – DOI 10.3390/en5010058. – Direct text // Energies. – 2012. – Vol. 5, Issue 1. – P. 58–70.
13. El-Karsani, K. S. Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over the Last Decade / K. S. El-Karsani, G. A. Al-Muntasher, I. A. Hussein. – DOI 10.2118/163100-PA. – Direct text // SPE Journal. – 2014. – Vol. 19, Issue 01. – P. 135–149.
14. Swellable Packer Fluids Designed for Zonal Isolation in Openhole Completions / M. Offenbacher, B. Gadiyar, D. Messler [et al.]. – Text : electronic // SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, 3–5 June 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/174181-MS>.
15. Эпов, И. Н. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом / И. Н. Эпов, О. П. Зотова. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 12 (часть 4) – С. 806–810.
16. Modeling and Adoption of Technological Solutions in Order to Enhance the Effectiveness of Measures to Limit Water Inflows into Oil Wells under Conditions of Uncertainty / G. Z. Moldabayeva, G. M. Efendihev, A. L. Kozlovskiy [et al.]. – DOI 10.3390/chemengineering7050089. – Text : electronic // ChemEngineering. – 2023. – Vol. 7, Issue 5. – URL: <https://doi.org/10.3390/chemengineering7050089>.
17. Моисеев, Н. А. Вычисление истинного уровня значимости предикторов при проведении процедуры спецификации уравнения регрессии / Н. А. Моисеев. – DOI 10.21686/2500-3925-2017-3-10-20. – Текст : непосредственный // Статистика и Экономика. – 2017. – № 3. – С. 10–20.
18. Носков, С. И. Сравнительная оценка значимости предикторов при использовании различных методов идентификации параметров регрессионной модели / С. И. Носков. – DOI 10.24412/2071-6168-2021-9-228-231. – Текст : непосредственный // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 9. – С. 228–230.
19. Strekov, A. S. Decisions-making on the choice of geological and technical measures under uncertainty / A. S. Strekov, P. Z. Mamedov, A. I. Koyschina. – Direct text // Seventh International Conference on Soft Computing, Computing with Words and Perceptions in System Analysis, Decision and Control, Izmir, Turkey, 2–3 September 2013. – P. 381–384.

References

1. Taha, A., & Amani, M. (2019). Overview of Water Shut-off Operations in Oil and Gas Wells; Chemical and Mechanical Solutions. *ChemEngineering*, 3(2). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/chemengineering3020051>
2. Ahmad, N., Al-Shabibi, H., & Malik, S. (2012). Comprehensive Diagnostic and Water Shut-off in Open and Cased Hole Carbonate Horizontal Wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and conference, Abu Dhabi, UAE, November, 11-12, 2012. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/162287-MS>
3. Permana, D., Ferdian, G., Aji, M., & Siswati, E. (2015). Extracting Lessons Learned of 35 Water Shut-off Jobs in Mature Fields to Improve Success Ration of Water Shut-off Job. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Bali, Indonesia, October, 20-22, 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/176191-MS>
4. Kuchin, V. N. (2021). Obosnovanie i razrabotka vyazkouprugikh sistem i tekhnologii izolyatsii vodoproyavlyayushchikh plastov pri burenii skvazhin. Diss. ... kand. techn. nauk. St. Petersburg, 104 p. (In Russian).
5. Abasov, M. T., Strelkov, A. S., & Efendiev, G. M. (2009). Povyshenie effektivnosti ogranicheniya vodopritokov v neftyanykh skvazhinakh. Baku, Nafta-Press Publ., 256 p. (In Russian).
6. Sydansk, D., & Romero-Zeron, L. (2011). Reservoir Conformance Improvement. 1st edition. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers Publ., 138 p. (In English).
7. Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). Petroleum Production Engineering a Computer-Assisted Approach. Oxford, Gulf Professional Publishing, 312 p. (In English). DOI: 10.1016/B978-0-7506-8270-1.X5000-2
8. Fayzullin, M., Tippel, P., Gonzalez, J., & Egger, S. (2014). Understanding Excessive Water Production in Highly Faulted Mature Gas Condensate Field: From Well Operations to Revival of Integrated History Matching. Presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Bangkok, Thailand, August, 25-27, 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/170548-MS>
9. Xue, L., Liu, P., & Zhang, Y. (2023). Status and Prospect of Improved Oil Recovery Technology of High Water Cut Reservoirs. *Water*, 15(7). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/w15071342>
10. Li, X., Zhang, F., & Liu, G. (2021). Review on polymer flooding technology. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Vol. 675. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/675/1/012199>
11. Zeinijahromi, A., & Bedrikovetski, P. (2015). Controlling Excessive Water Production Using Induced Formation Damage. SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, June, 3-5, 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/174229-MS>
12. Gharbi, R., Alajmi, A., & Algharaib, M. (2012). The Potential of a Surfactant/Polymer Flood in a Middle Eastern Reservoir. *Energies*, 5(1), pp. 58-70. (In English). DOI: 10.3390/en5010058
13. El-Karsani, K. S., Al-Muntasher, G. A., & Hussein, I. A. (2014). Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over the Last Decade. *SPE Journal*, 19(01), pp. 135-149. (In English). DOI: 10.2118/163100-PA
14. Offenbacher, M., Gadiyar, B., Messler, D., Krishnamoorthy, S-R., & Abasher, D. (2015). Swellable Packer Fluids Designed for Zonal Isolation in Openhole Completions. SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, June, 3-5, 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/174181-MS>

15. Epov, I. N., & Zotova, O. P. (2016). Flow diverting technologies as a method of enhanced oil recovery in Russia and abroad. *Fundamental Research*, (12(part 4)), pp. 806-810. (In Russian).
16. Moldabayeva, G. Z., Efendiiev, G. M., Kozlovskiy, A. L., Buktukov, N. S., & Abbasova, S. V. (2023). Modeling and Adoption of Technological Solutions in Order to Enhance the Effectiveness of Measures to Limit Water Inflows into Oil Wells under Conditions of Uncertainty. *ChemEngineering*, 7(5). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/chemengineering7050089>
17. Moiseev, N. A. (2017). Calculating the true level of predictors significance when carrying out the procedure of regression equation specification. *Statistics and Economics*, (3), pp. 10-20. (In English). DOI: 10.21686/2500-3925-2017-3-10-20
18. Noskov, S. I. (2021). Comparative estimation of the significance of the predictors using different methods for identification of the parameters of the regression model. *Izvestiya Tula State University.Tekhnicheskie nauki*, (9), pp. 228-230. (In Russian). DOI: 10.24412/2071-6168-2021-9-228-231
19. Strekov, A. S., Mamedov, P. Z., Koyskina, A. I. (2013). Decisions-making on the choice of geological and technical measures under uncertainty. *Seventh International Conference on Soft Computing, Computing with Words and Perceptions in System Analysis, Decision and Control*, Izmir, Turkey, September, 2-3, 2013, pp. 381-384. (In English).

Информация об авторах / Information about the authors

Эфендиев Галиб Мамед оглы,
доктор технических наук, член-корреспондент Национальной Академии наук Азербайджана, профессор, Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики, г. Баку, Азербайджанская Республика

Молдабаева Гульназ Жаксылыковна,
доктор технических наук, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы, Республика Казахстан, g.moldabayeva@satbayev.university

Бастриков Сергей Николаевич,
доктор технических наук, действительный член Российской академии естественных наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Galib M. Efendiiev, Doctor of Engineering, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences, Professor, Institute of Oil and Gas of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Baku, the Republic of Azerbaijan

Gulnaz Zh. Moldabayeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan, g.moldabayeva@satbayev.university

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Кирисенко Олег Георгиевич,
доктор философии по техническим
наукам, Институт нефти и газа
Министерства науки и образования
Азербайджанской Республики, г. Баку,
Азербайджанская Республика

Сыздыков Аскар Хамзаевич, кандидат технических наук, профессор кафедры нефтяной инженерии, директор Института геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы, Республика Казахстан

Тузельбаева Шолпан Рыскулбековна,
докторант кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы, Республика Казахстан

Балуанов Бакытжан Айтуарович,
докторант кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы, Республика Казахстан

Oleg G. Kirisenko, PhD in Engineering, Institute of Oil and Gas of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Baku, the Republic of Azerbaijan

Askar Kh. Syzdykov, Candidate of Engineering, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Director of the Geology and Oil-gas Business Institute named after K. Turysssov, Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

Sholpan R. Tuzelbayeva, Doctoral Student of the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

Bakytzhan A. Baluanov, Doctoral Student of the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

Статья поступила в редакцию 09.10.2023; одобрена после рецензирования 17.10.2023; принятая к публикации 23.10.2023.

The article was submitted 09.10.2023; approved after reviewing 17.10.2023; accepted for publication 23.10.2023.

Машины, оборудование и обустройство промыслов

Machinery, equipment and field construction

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

УДК 624.042.7

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-108-118

Гидравлический привод с автоколебательным режимом работы для поршневого скважинного насоса

Ю. А. Бурьян¹, И. Н. Квасов¹, В. Н. Сорокин¹, М. А. Александров^{2*}

¹Омский государственный технический университет, Омск, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*aleksandrovma@tuuiu.ru

Аннотация. Штанговые глубинные насосы (качалки) широко используются для откачки продукции из добывающих скважин. Их несомненными достоинствами являются простота и невысокая стоимость, однако привод этих насосов склонен к аварийности при работе в наклонных скважинах. Это связано с возникающими силами трения в зоне контакта колонны штанг с насосно-компрессорными трубами (НКТ) при изгибе оси скважины.

Штанговый и канатный привод для плунжерного насоса может применяться в скважинах, имеющих небольшой наклон (до 15°), и не применим в наклонных скважинах. В связи с этим в работе поставлена задача оценить возможность отказа от использования штангового привода глубинных плунжерных насосов и предложить альтернативный вариант ее решения. В качестве одного из вариантов рассмотрен автоколебательный гидравлический привод с золотниковым переключателем, расположенным внутри поршня приводного гидроцилиндра, который обеспечивает большое перемещение штока, необходимое для работы плунжерного скважинного насоса. Для подачи рабочей жидкости к распределительному устройству использован полый шток, по которому от насоса, расположенного на поверхности, около устья скважины, по НКТ подается давление, превышающее скважинное.

Предложена также оригинальная конструкция поршневого переключателя, обеспечивающая автоколебательный режим привода с возможностью изменения периода колебаний. Кратко рассмотрены способы изменения периода колебаний. Составлена математическая модель гидравлического привода и определены динамические и силовые характеристики. Разработана конструкция и изготовлен макет привода и стенда для его испытаний. Результаты испытаний подтвердили теоретические характеристики и надежность привода.

Применение автоколебательного гидравлического привода для плунжерного скважинного насоса позволяет использовать его в скважинах любой кривизны.

Ключевые слова: поршневой скважинный насос, автоколебательный гидравлический привод, поршень-переключатель, полый шток

Для цитирования: Гидравлический привод с автоколебательным режимом работы для поршневого скважинного насоса / Ю. А. Бурьян, И. Н. Квасов, В. Н. Сорокин, М. А. Александров. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-108-118 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 108–118.

A hydraulic drive with self-oscillating operation for reciprocating downhole pump

**Yuriii A. Burian¹, Igor N. Kvasov¹, Vladimir N. Sorokin¹,
Michael A. Aleksandrov^{2*}**

¹*Omsk State Technical University, Omsk, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

*aleksandrovma@tyuiu.ru

Abstract. Rod pumps (pumping units) are widely used for pumping products from production wells. Their simplicity and low cost are undoubtedly advantages. However, when operating in inclined wells, these pumps are susceptible to accidents caused by friction forces between the rod string and oil well tubing in the contact zone, particularly when the well axis is bent.

The rod and rope drive for the plunger pump is suitable for use in wells with a slight inclination of up to 15°, but it is not suitable for use in deviated wells. The article aims to evaluate the feasibility of discontinuing the use of the rod drive in deep well plunger pumps and to suggest an alternative solution. One of the options considered is a self-oscillating hydraulic drive with a spool switch located inside the piston of the drive hydraulic cylinder. This drive provides the large rod displacement necessary to operate a plunger well pump. To supply the working fluid to the distributor, a hollow rod is used. The rod is pressurized with a pressure higher than the downhole pressure from the pump located on the surface near the wellhead through the oil well tubing.

A piston switch with an original design is proposed, which provides a self-oscillating mode of the drive and allows for changing the oscillation period. The methods for changing the oscillation period are briefly discussed. A mathematical model of the hydraulic drive is compiled, and the dynamic and power characteristics are determined. The design is developed, and a mock-up of the drive and a bench for testing are created. The test results confirm the theoretical characteristics and reliability of the drive.

The use of a self-oscillating hydraulic drive for plunger well pumps enables their application in wells of any curvature.

Keywords: reciprocating downhole pump, self-oscillating hydraulic drive, piston switch, hollow rod

For citation: Burian, Yu. A., Kvasov, I. N., Sorokin, V. N., & Aleksandrov, M. A. (2024). A hydraulic drive with self-oscillating operation for reciprocating downhole pump. Oil and Gas Studies, (1), pp. 108-118. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-108-118

Введение

Штанговые глубинные насосы широко используются для подъема продукции скважин на поверхность, уступая в распространении только электроцентробежным насосам. Они имеют простую конструкцию, сравнительно низкую стоимость при малых подачах и высокий коэффициент полезного действия (КПД), однако имеют повышенную аварийность при эксплуатации в наклонных скважинах. Это обусловлено значительными силами трения в зоне контакта колонны штанг с насосно-компрессорными трубами (НКТ).

Вопрос о замене штанг для работы поршневых скважинных насосов для добычи жидкости из нефтяных скважин, несмотря на большое количество работ в этом направлении (начиная с 50–60 гг.), остается актуальным и в настоящее время [1–8]. Вместе с тем штанговый привод глубинных насосов является наиболее простым и технологичным, и любая другая механическая система будет сложнее и дороже. Это заставляет искать решение задачи в других областях, одной из которых является гидравлический привод. В то же время стесненное пространство скважины вынуждает разрабатывать автоколебательный привод как наиболее компактный и не требующий построения линий управления с дневной поверхности.

Объект и методы исследования

В общем случае силовое оборудование, передающее кинетическую энергию жидкости (насос высокого давления и т. д.) для работы автоколебательного гидравлического привода находится на дневной поверхности, а исполнительный механизм для подачи скважинной жидкости (поршневой насос) расположен в скважине.

Применение в единой сборке (автоколебательный гидравлический привод — плунжерный скважинный насос) исключает использование штанг, канатов и т. п. и позволяет использовать серийный поршневой скважинный насос и эксплуатировать скважины любой кривизны. Принципиальная схема предлагаемого устройства показана на рисунке 1.

В обсадной колонне добывающей скважины 1, на колонне НКТ 3, подвешена сборка (гидравлический привод — плунжерный скважинный насос 4–7), штоки этих устройств связаны при сборке соединительной муфтой 6. Для подъема продукции скважины в межтрубном пространстве устанавливается канал 2.

Наземная часть оборудования состоит из блока 10, предназначенного для удаления из пластовой жидкости газа и очистки от песка и механических примесей, гидробака 9 и поверхностного насоса для подачи рабочей жидкости 8.

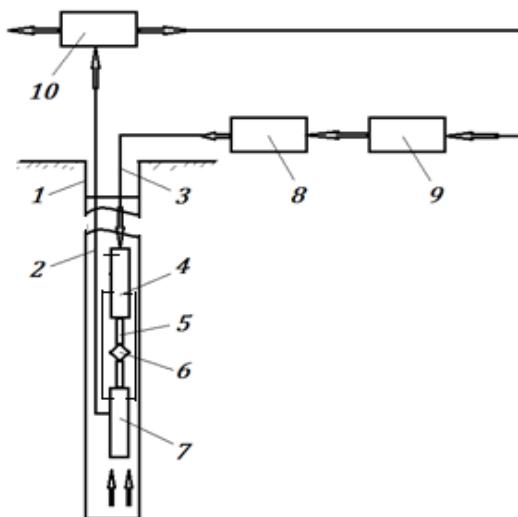


Рис. 1. Принципиальная схема предлагаемого устройства:

- 1 — обсадная колонна; 2 — канал подъема продукции скважины по межтрубному пространству; 3 — канал (НКТ) подачи рабочей жидкости для автоколебательного привода; 4 — автоколебательный гидропривод; 5 — шток гидроцилиндра автоколебательного гидропривода; 6 — соединительная муфта; 7 — поршневой скважинный насос; 8 — поверхностный насос для подачи рабочей жидкости; 9 — гидробак; 10 — система подготовки рабочей жидкости

Для откачки жидкости из скважины предполагается использование штатных гидропоршневых насосов, которые применяются в штанговых установках, поэтому в данной работе они не рассматриваются.

Для работы подземного оборудования поверхностный гидравлический насос 8 подает из гидробака 9 рабочую жидкость через НКТ в гидроцилиндр 4. Слив рабочей жидкости, отработавшей в гидроцилиндре 4, осуществляется в полость обсадной колонны. Шток 5 гидроцилиндра соединен с плунжером скважинного насоса. Скважинный насос забирает жидкость из скважины и по каналу 2 подает ее в систему подготовки рабочей жидкости 10. Часть подготовленной жидкости подается в гидробак 9 для работы поверхностного насоса 8.

Использование гидроплунжерных насосов не только в вертикальных, но и в наклонных скважинах потребовало решения ряда непростых задач. Причиной данной ситуации является особая стесненность, обусловленная внутренним диаметром обсадной колонны. Уход от штангового привода насосов требует перенесения приводного устройства внутрь колонны и доведения до него необходимой энергии. Эта задача решена путем использования одного полого штока гидравлического приводного цилиндра. При этом шток гидроцилиндра, который передает усилие на гидроплунжерный насос, остается цельным.

На рисунке 2 представлена конструктивная схема автоколебательного гидропривода с оригинальным поршневым переключателем и подачей давления через полый шток [9].

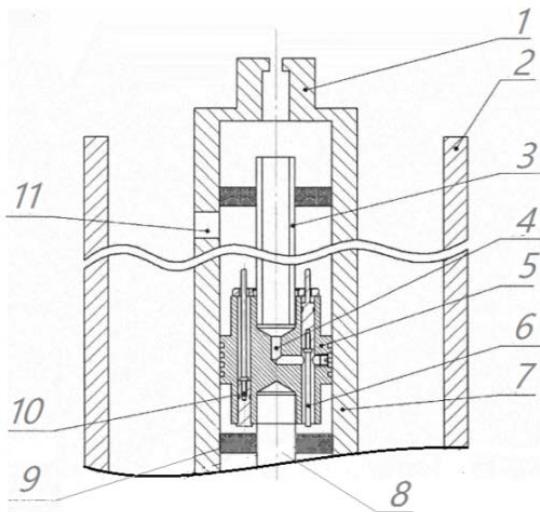


Рис. 2. Конструктивная схема автоколебательного гидропривода:

1 — НКТ; 2 — обсадная колонна; 3 — полый шток гидроцилиндра;
4 — центральный канал; 5 — поршень-переключатель; 6 — золотник без стопора;
7 — гидроцилиндр; 8 — приводной шток; 9 — уплотненные торцы гидроцилиндра;
10 — золотник со стопором; 11 — отверстие для слива рабочей жидкости

Рабочая жидкость подается по трубам НКТ с устья скважины, и на этой же колонне подвешивается приводной гидроцилиндр вместе с гидроплунжерным насосом. Давление рабочей жидкости, подаваемой поверхностным насосом, должно превышать давление в затрубном пространстве приводного гидроцилиндра. Управление подачей рабочей жидкости в полости приводного гидроцилиндра осуществляется в автоколебательном режиме. Рабочая жидкость по полому штоку подводится к поршню, в котором расположено переключающее устройство. Из-за ограниченности в пространстве в поршне установлены два золотника малого диаметра. Золотники располагаются в вертикальной плоскости, проходящей через ось поршня. Один из них управляет подачей рабочей жидкости в нижнюю (основную) полость гидроцилиндра, а другой, после переключения, соединяет нижнюю полость с верхней (подача в нее при этом перекрывается), из которой она поступает на слияние с скважинной жидкостью откачивается на поверхность насосом. Переключение золотников осуществляется одновременно, когда поршень-переключатель доходит либо до верхней, либо до нижней стенки гидроцилиндра. Фиксация золотников в верхнем и нижнем положении осуществляется при помощи подпружиненных шариковых фиксаторов.

На рисунке 3 показана принципиальная схема подачи давления рабочей жидкости в полости гидроцилиндра автоколебательного привода через полый шток [10].

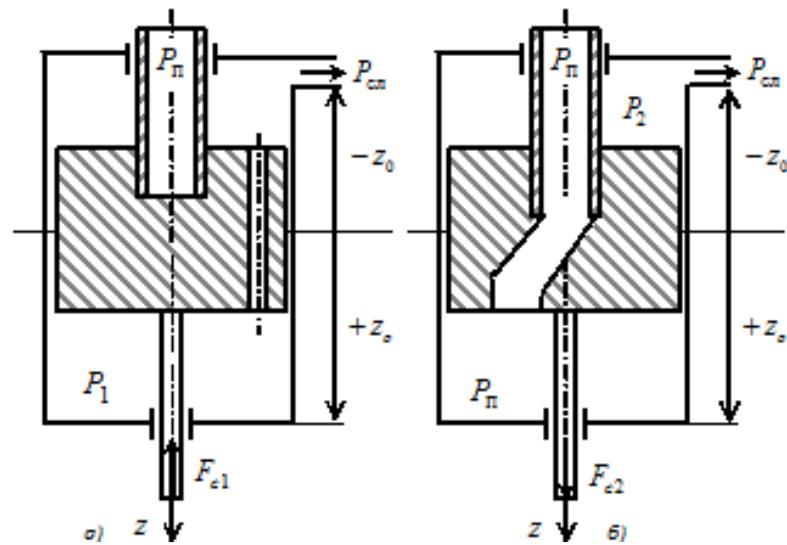


Рис. 3. Принципиальная схема подачи давления рабочей жидкости в полости гидроцилиндра

Дифференциальные уравнения движения поршня-переключателя из условия равенства расходов жидкости и с учетом массы подвижных си-

стем, и в предположении мгновенного переключения линий давления и слива из-за малости хода золотника переключателя по сравнению с ходом поршня будут иметь вид (для схем «а» и «б» на рис. 3) [10]:
для положения «а»

$$\left. \begin{aligned} m\ddot{z} + b\dot{z} &= S(P_n - P_1) - F_{c1} \\ S_{\partial p} \cdot \mu_1 \sqrt{P_1 - P_{cl}} &= S\dot{z} + \frac{V}{B_{ж}} \dot{P}_1 \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

для положения «б» (рис. 3)

$$\left. \begin{aligned} -m\ddot{z} - b\dot{z} &= -S(P_n - P_1) + F_{c2} \\ S_{\partial p} \cdot \mu_2 \sqrt{P_2 - P_{cl}} &= S\dot{z} + \frac{V}{B_{ж}} \dot{P}_2 \end{aligned} \right\}, \quad (2)$$

где m — масса подвижных частей; $S_2 = S_u - S_{um}$, S_u — площадь силового цилиндра, S_{um} — площадь штока; b — вязкое трение при движении поршня и плунжера; $S_{\partial p}$ — площадь проходного сечения слива; V — объем полости силового гидроцилиндра; F_{c1}, F_{c2} — силы сопротивления движению поршня; $B_{ж}$ — модуль объемной упругости жидкости; μ_1, μ_2 — коэффициенты расхода.

Если полагать, что P_n — давление превышения над скважинным давлением, то можно принять, что $P_{cl} = 0$. В первом приближении можно пренебречь сжимаемостью жидкости и величиной вязкого трения « $b\dot{z}$ », а если учесть, что уравнение движения штока гидроцилиндра при движении вверх и вниз отличается в основном диаметрами дросселей и величиной F_c , то для получения диаграммы движения необходимо найти общее решение системы уравнения [10]

$$\left. \begin{aligned} m\ddot{z} &= S(P_n - P_1) - F_c \\ S_{\partial p} \cdot \mu_1 \sqrt{P} &= S\dot{z} \end{aligned} \right\}, \quad (3)$$

где P — давление под поршнем.

После преобразования системы (3) получим

$$\ddot{z} + \frac{S^3}{mS_{\partial p}^2 \mu^2} \cdot \dot{z}^2 = \frac{SP_n}{m} - \frac{F_c}{m}. \quad (4)$$

Введем обозначения

$$\dot{z} = U; \frac{S^3}{mS_{dp}^2\mu^2} = a; (SP_n - F_c)\frac{1}{m} = f; \quad (5)$$

тогда уравнение (4) примет следующий вид:

$$\dot{U} = f - U^2 \cdot a. \quad (6)$$

Представим уравнение (6) в виде

$$\dot{U} = (K^2 - U^2)a. \quad (7)$$

Решение уравнения (6) имеет вид [11]:

$$U = K \cdot \operatorname{th}(a \cdot K \cdot t). \quad (8)$$

При $t \rightarrow \infty$ $U \rightarrow K$, то есть величина K имеет смысл предельной скорости U_{\max} ,

$$U_{\max} = K = \frac{S_{dp} \cdot \mu}{S} \sqrt{P_n - \frac{F_c}{S}}.$$

Интегрированием уравнения (8) получим [11]

$$z = \frac{1}{a} \ln \operatorname{ch}(K \cdot a \cdot t) + \gamma, \quad (9)$$

где γ — постоянная интегрирования; $\gamma = 0$ при $t = 0$, $z = 0$.

Время Δt достижения предельной скорости U_{\max} достаточно мало, и с точностью 0,5 % (3) его можно определить по выражению $\Delta t \approx \frac{3}{a \cdot c}$. Величина Δt составляет $\sim 10^{-3}$ с.

По выражению (8) можно определить скорость движения поршня-переключателя U_1 и U_2 и, соответственно, приближенный период колебаний

$$T = T_1 + T_2 = \frac{\ell}{\mu S_{dp}} \left(\frac{S_1}{\left(P_n - \frac{F_{c1}}{S_1} \right)^{\frac{1}{2}}} + \frac{S_2}{\left(P_n - \frac{F_{c2}}{S_2} \right)^{\frac{1}{2}}} \right), \quad (10)$$

где S_1, F_{c1}, S_2, F_{c2} — параметры гидропривода при движении поршня вверх-вниз.

Для параметров привода $\ell = 4$ м, $d = 6 \cdot 10^{-3}$ м, $S_1 = 3,64 \cdot 10^{-3}$ м², $S_2 = 4,9 \cdot 10^{-4}$ м², $P_n = 15$ МПа, $F_{c1} = 3 \cdot 10^4$ Н, $F_{c2} = 3 \cdot 10^2$ Н, $m = 10$ кг период колебаний поршня-переключателя $T \approx 19$ с (рис. 4).

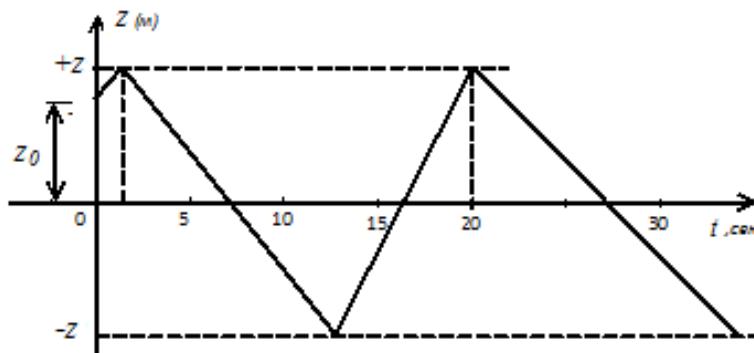


Рис. 4. Диаграмма движения поршня-переключателя

Такой же результат при тех же параметрах привода дает решение нелинейного дифференциального уравнения (4) численным методом в программе Matlab/Simulink.

В соответствии с разработанной конструкцией был спроектирован и изготовлен натурный образец автоколебательного гидравлического привода, а также испытательный стенд с нагружающим устройством, с приборами нагрева рабочей жидкости, измерения ее давления и расхода. В качестве рабочей жидкости использовалась вода. Ее давление в линии подачи составило 2,5 МПа. Проведенные испытания (три месяца практически непрерывной работы) подтвердили надежность автоколебательного гидропривода.

Результаты

В представленной работе исследована принципиальная возможность отказа от использования штанг для привода гидроплунжерных насосов, что позволит значительно расширить возможность их применения в наклонных и горизонтальных скважинах.

Разработана конструкция гидропривода автоколебательного действия с оригинальным поршневым переключателем и подачей рабочей жидкости под давлением через полый шток.

Двумя способами определены скорости движения поршня-переключателя и построена диаграмма его движения. Для рассмотренных параметров конструкции привода период колебаний составляет около 19 с.

Испытания разработанного автоколебательного гидравлического привода показали его хорошую работоспособность.

Обсуждение

Необходимо отметить, что амплитуда автоколебаний определяется длиной приводного гидроцилиндра, которая должна быть согласована с параметрами скважинного плунжерного насоса. Частота автоколебаний может устанавливаться выбором S_{op} . Изменением проходных сечений для рабочей жидкости в поршне-переключателе, а также в полом штоке можно добиться изменения скорости поршня-переключателя и, как следствие, изменения периода колебаний.

Изменения периода колебаний можно также достичь изменением давления рабочей жидкости в напорной магистрали и дросселированием отверстия слива.

Выводы

Таким образом, подтверждена возможность отказа от штангового привода в работе скважинного плунжерного насоса. Одним из вариантов построения возвратно-поступательного привода, способного надежно работать в стесненных условиях обсадной колонны скважины, является гидравлический автоколебательный привод. Его характеристики сравнительно легко корректируются изменением геометрических размеров и давления рабочей жидкости на подаче и на сливе.

Приведенные в тексте теоретические исследования позволяют определить скорость поршня-переключателя на прямом и обратном ходу и период колебаний, которые хорошо согласуются с экспериментальными данными.

Предложенный привод, несмотря на используемые в нем оригинальные технические решения, достаточно прост в изготовлении и эксплуатации. Вместе с тем он имеет невысокую стоимость и главное — может работать в наклонных и горизонтальных скважинах.

Список источников

1. Нефтегазопромысловое оборудование : учебник / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, В. С. Каштанов [и др.] ; под редакцией В. Н. Ивановского. – Москва : ЦентрЛитНефтегаз, 2006. – 720 с. – Текст : непосредственный.
2. Казак, А. С. Погружные поршневые бесштанговые насосы с гидроприводом / А. С. Казак. – Ленинград : Гостоптехиздат. Ленинградское отделение, 1961. – 320 с. – Текст : непосредственный.
3. Неудачин, Г. И. Погружной бесштанговый насос для подъема воды из буровых скважин / Г. И. Неудачин, В. И. Пилипец. – Текст : непосредственный // Гидротехника и мелиорация. – 1981. – № 7. – Текст : непосредственный.
4. Тимошенко, В. Г. Бесштанговая насосная установка с линейным электродвигателем для добычи нефти из малодебитных скважин / В. Г. Тимошенко, М. Н. Никитин. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2–2. – С. 186–190.
5. Дроздов, А. Н. Разработка установки погружного плунжерного насоса с линейным электродвигателем для эксплуатации малодебитного фонда скважин / А. Н. Дроздов, Е. А. Малявко. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 15–16. – С. 68–71.

6. Захаров, Б. С. Новое насосное оборудование для добычи нефти / Б. С. Захаров, В. Р. Драчук, Г. Н. Шариков. – Москва : ИКИ, 2015. – 80 с. – Текст : непосредственный.
7. Казак, А. С. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти / А. С. Казак, И. И. Росин, Л. Г. Чичеров. – Москва : Недра, 1973. – 231 с. – Текст : непосредственный.
8. Молчанов, А. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы : учебник / А. Г. Молчанов, В. Л. Чичеров. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1983. – 308 с. – Текст : непосредственный.
9. Патент на полезную модель № 186582 Российской Федерации, МПК E21B 43/18, E21B 28/00(2006.01). Устройство для гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта : заявл. 13.08.2018 : опубл. 24.01.2019, Бюл. № 3 / Килунин И. Ю., Бурьян Ю. А., Сорокин В. Н., Кондюрин А. Ю. ; патентообладатель Омский государственный технический университет, Федеральный научно-производственный центр «Прогресс». – Текст : непосредственный.
10. Бурьян, Ю. А. Автоколебательный гидравлический привод имплозионного устройства / Ю. А. Бурьян, В. Н. Сорокин, А. А. Капельюховский. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 6 (78). – С. 63–71.
11. Лойцянский, Л. Г. Курс теоретической механики / Л. Г. Лойцянский, А. И. Лурье. – 6-е изд., перераб. и доп. – Москва : Наука, 1983. – Т. 2 : Динамика. – 640 с. – Текст : непосредственный.

References

- Ivanovskiy, V. N., Darishchev, V. I., Kashtanov, V. S., Meritsidi, I. A., Nikolaev, N. M., Pekin, S. S., & Sabirov, A. A. (2006). Neftegazopromyslovoe oborudovanie. Moscow, TsentrLitNeftegaz Publ., 720 p. (In Russian).
- Kazak, A. S. (1961). Pogruzhnye porshnevye besshtangovye nasosy s gidroprivodom. Leningrad, Gostoptekhizdat. Leningradskoe otdelenie Publ., 320 p. (In Russian).
- Neudachin, G. I., & Pilipets, V. I. (1981). Pogruzhnoy besshtangovyy nasos dlya pod'ema vody iz burovых skvazhin. Gidrotehnika i melioratsiya, (7). (In Russian).
- Tymoshenko, V. G., & Nikitin, M. N. (2018). Rodless pump unit with linear motor for oil production from marginal wells. Readings name of A. I. Bulatov, (2-2), pp. 186-190. (In Russian).
- Drozdov, A. N., & Malyavko, E. A. (2013). Razrabotka ustanovki pogruzhnoy plunzhernogo nasosa s lineynym elektrodvigatelem dlya ekspluatatsii malodebitnogo fonda skvazhin. Neftegazovaya vertikal', (15-16), pp. 68-71. (In Russian).
- Zakharov, B. S., Drachuk, V. R., & Sharikov, G. N. (2015). Novoe nasosnoe oborudovanie dlya dobychi nefti. Moscow, IKI Publ., 80 p. (In Russian).
- Kazak, A. S., Rosin, I. I., & Chicherov, L. G. (1973). Pogruzhnye besshtangovye nasosy dlya dobychi nefti. Moscow, Nedra Publ., 231 p. (In Russian).
- Molchanov, A. G., & Chicherov, V. L. (1983). Neftepromyslovye mashiny i mekhanizmy. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 308 p. (In Russian).
- Kilunin, I. Yu., Bur'yan, Yu. A., Sorokin, V. N., & Kondyurin, A. Yu. Ustroystvo dlya gidroimpul'snogo vozdeystviya na prizaboynuuyu zonu plasta. Patent na poleznuyu model' No. 186582 RF, MPK E21B 43/18, E21B 28/00(2006.01). Applied: 13.08.18. Published: 24.01.19. Byul. No. 3. (In Russian).

10. Burian, Yu. A., Sorokin, V. N., & Kapelyuhovski, A. A. (2009). Self-oscillating hydraulic drive of the implosion device. Higher Educational Institutions News. Neft' i Gaz, (6(78)), pp. 63-71. (In Russian).
11. Loytsyanskiy, L. G., & Lur'e, A. I. (1983). Kurs teoreticheskoy mehaniki. Vol. 2. Dinamika. 6nd edition, revised and expanded. Moscow, Nauka Publ., 640 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Бурьян Юрий Андреевич, доктор технических наук, профессор кафедры основ теории механики и автоматического управления, Омский государственный технический университет, г. Омск, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3682-141X>

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

Сорокин Владимир Николаевич, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры основ теории механики и автоматического управления, Омский государственный технический университет, г. Омск

Александров Михаил Алексеевич, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Yuriii A. Burian, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Fundamentals of the Theory of Mechanics and Automatic Control, Omsk State Technical University, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3682-141X>

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

Vladimir N. Sorokin, Doctor of Engineering, Associate Professor, Professor at the Department of Fundamentals of the Theory of Mechanics and Automatic Control, Omsk State Technical University

Michael A. Aleksandrov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 08.11.2023; одобрена после рецензирования 26.12.2023; принята к публикации 28.12.2023.

The article was submitted 08.11.2023; approved after reviewing 26.12.2023; accepted for publication 28.12.2023.

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 502.17(282.256.1.05)
DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-119-130

Оценка воздействия топливно-энергетического комплекса на экологическое состояние акватории Обской губы

Н. Л. Мамаева^{1,2*}, С. А. Петров¹

¹Тюменский научный центр СО РАН, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*mamaeva.natali2011@mail.ru

Аннотация. Обеспечение экологической безопасности в Арктике, где сконцентрировано большинство крупных залежей углеводородов, является одной из главных проблем XXI века. При этом Обская губа является стратегически важным районом, где осуществляются грандиозные энергоресурсные и транспортные проекты. Важным показателем экологической безопасности являются исследования атмосферных примесей на поверхности акватории крупного залива Карского моря, что на сегодняшний день является недостаточно изученным. Цель исследования — оценить влияние деятельности топливно-энергетического комплекса на экологическое состояние акватории Обской губы за 2016–2020 гг. с использованием геоинформационных систем. В исследованиях использовалась программа Earth, статистическая обработка результатов проводилась с помощью программного обеспечения «IBM SPSS Statistics 21». Установлено, что в зимний период года в отличие от летнего периода на поверхности акватории Обской губы имеется значительное повышение концентрации газообразных примесей и снижение взвешенных частиц, особенно над акваторией Обской губы на северной широте 68.80° — район интенсивной газодобычи. При этом в летний период содержание взвешенных частиц (PM1, PM2.5, PM10), а также концентрация CO на данной широте были выше по сравнению с более северной широтой. Таким образом, интенсивное развитие топливно-энергетического комплекса в данном регионе сопряжено с экологической составляющей (углеродным следом) на поверхности акватории Обской губы, что требует более глубокого изучения в рамках карбонового полигона.

Ключевые слова: экологическая безопасность, топливно-энергетический комплекс, акватория Обской губы, северные экосистемы, геоинформационное зондирование

Для цитирования: Мамаева, Н. Л. Оценка воздействия топливно-энергетического комплекса на экологическое состояние акватории Обской губы / Н. Л. Мамаева, С. А. Петров. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-119-130 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 119–130.

Impact assessment of the fuel and energy complex on the ecological state of the Gulf of Ob waters

Natali L. Mamaeva^{1,2*}, Sergei A. Petrov¹

¹Tyumen Scientific Center SB RAS, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*mamaeva.natali2011@mail.ru

Abstract. Ensuring environmental safety in the Arctic, where most large hydrocarbon deposits are concentrated, is one of the main problems of the 21st century. At the same time, the Gulf of Ob is a strategically important area where grandiose energy resource and transport projects are being implemented. An important indicator of environmental safety is the research of atmospheric impurities on the surface of the large bay of the Kara Sea, which has not been sufficiently studied to date. The purpose of the research is to assess the impact of the activities of the fuel and energy complex on the ecological state of the waters of the Gulf of Ob for 2016-2020 using geographic information systems. The Earth program was used in the research; statistical processing of the results was carried out using IBM SPSS Statistics 21 software. It has been established that in the winter period of the year, in contrast to the summer, on the surface of the water area of the Gulf of Ob there is a significant increase in the concentration of gaseous impurities and a decrease in suspended particles, especially over the water area of the Gulf of Ob at the northern latitude of 68.80° - an area of intensive gas production. Moreover, in the summer, the content of suspended particles (PM1, PM2.5, PM10), as well as the CO concentration at this latitude were higher compared to the more northern latitude. Thus, the intensive development of the fuel and energy complex in this region is associated with an environmental component (carbon footprint) on the surface of the Gulf of Ob, which requires a more in-depth research within the carbon polygon.

Keywords: environmental safety, fuel and energy complex, the Gulf of Ob water area, northern ecosystems, geoinformation sensing

For citation: Mamaeva, N. L., & Petrov, S. A. (2024). Impact assessment of the fuel and energy complex on the ecological state of the Gulf of Ob waters. Oil and Gas Studies, (1), pp. 119-130. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-119-130

Введение

В настоящее время на основные источники энергии (нефть и газ), доступные для промышленного и бытового использования в энергетике, приходится около 70 % всех видов используемых ресурсов [1]. В Арктической зоне Российской Федерации сконцентрировано большинство крупных залежей углеводородов, из них около 90 % на шельфе и 53 % на суше еще до сих пор не разведаны [2]. В этом плане Ямало-Карская мегапровинция, расположенная в южной части акватории Карского моря, является наиболее перспективной [3, 4].

По мнению В. Ю. Чанцева с соавторами (2018), Обская губа является стратегически важным районом Арктики, где осуществляются грандиозные энергоресурсные и транспортные проекты [5], бурятся скважины, ведутся научные изыскания, строятся терминалы, порты, трубопроводы и др. [6]. Вышеперечисленные виды хозяйственной деятельности нефтегазового комплекса в этом регионе, в свою очередь, формируют неблагоприятный имидж в отношении экологического состояния акватории Обской губы, где находятся крупные месторождения¹: Каменномысское-море (запасы составляют 535 млрд м³), Северо-Каменномысское и Семаковское [7], а также одно из перспективных газоконденсатных месторождений — Чугоръянинское [8] (рис. 1).

¹ Нефтяники.РФ — отраслевой ресурс нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/jamalo_neneckij_ao/kamenno_mysskoe_more/7-1-0-1362.



Рис. 1. Основные месторождения углеводородного сырья в Ямало-Ненецком автономном округе [9]

Так, при изучении фонового содержания и исследования пространственного распределения тяжелых металлов в водах Обской губы на начальном этапе освоения новых месторождений углеводородов установлено, что распределение металлов в Обской губе достаточно контрастно: в придонном слое содержание железа, никеля и меди резко снижается, что говорит об их подвижности в условиях смены солености на контакте с водами Карского моря. Что касается кадмия в иловых водах, то на контакте с морскими водами он не накапливается, это является следствием его перехода в растворенную форму при повышении солености вод [10].

Проведенные исследования И. А. Немировской и З. Ю. Реджеповой (2018) говорят о том, что наблюдается резкое снижение концентраций антропогенных углеводородов при смешении речных вод с морскими. Несмотря на низкие температуры, трансформация антропогенных углеводородов происходит настолько быстро, что в воде и донных осадках в основ-

ном доминируют природные соединения [11]. Важным показателем экологической безопасности Обской губы являются исследования газообразных выбросов и содержания взвешенных частиц на поверхности акватории крупного залива Карского моря, что на сегодняшний день является недостаточно изученным. В связи с вышеизложенным, оценка антропогенных характеристик над акваторией Обской губы Ямalo-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) представляет интерес как с научной точки зрения для улучшения понимания проблемы экологической безопасности в Арктике, так и с практической точки зрения в связи с тем, что этот регион рассматривается как один из основных источников углеводородного сырья в будущем [12].

Цель исследования — оценить влияние деятельности топливно-энергетического комплекса на экологическое состояние акватории Обской губы ЯНАО за 2016–2020 гг. с использованием геоинформационных систем.

Материалы и методы

Данные по химическим примесям в районе Обской губы ЯНАО за 2016–2020 гг. получены с использованием геоинформационной системы «Earth: глобальная карта ветров, погодных условий и морских течений»². В зимний и летний периоды года были рассмотрены карбоновые выбросы (CO , CO_2) и SO_2 в основном от продуктов неполного сгорания углеродного топлива. Для оценки ослабления солнечной радиации аэрозолем была рассмотрена аэрозольная оптическая толщина (экстинкция сульфатами), которая является важным климатическим параметром, определяющим состояние атмосферы [13, 14]. Для оценки загрязнения атмосферного воздуха проводилось исследование концентрации взвешенных частиц в зависимости от их размера — ультрадисперсные до 1 мкм (PM1), мельчайшие до 2,5 мкм (PM2.5) и более крупные до 10 мкм (PM10).

Вышеперечисленные показатели регистрировали по трем точкам в районе Обской губы по вертикальной зональности. Средняя область (68.80°N 73.40°E) — район интенсивной газодобычи в акватории и прибрежной части Обской губы, где находятся крупные месторождения: Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Семаковское и одно из перспективных — Чугорьхинское. Также были взяты южная (66.95°N 72.50°E) и северная (72.40°N 73.50°E) области менее активной добычи углеводородов. В северной области сосредоточены только месторождения нефтегазового комплекса в прибрежной части, а в южной — в основном транспортные проекты, прокладываются кабели и трубопроводы, ведется интенсивное строительство новых терминалов и других хозяйственных сооружений.

Статистическая обработка проводилась с помощью программы «IBM SPSS Statistics 21» с нахождением среднего арифметического значения, среднего квадратического отклонения. Проводили сравнение достоверности различий или сходства между статистическими характеристиками, рассчитывали стандартную ошибку средней арифметической величины. Были

²Earth: глобальная карта ветров, погодных условий и морских течений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://earth.nullschool.net/ru/>.

построены линии тренда и найдены величины достоверности аппроксимации (R^2) с применением программы Excel.

Результаты

Как видно из рисунка 1, основная деятельность топливно-энергетического комплекса в акватории Обской губы сосредоточена на северной широте 68.80° . Экологическое состояние акватории Обской губы за 2016–2020 гг. по атмосферным примесям в различных районах исследования в зависимости от географических координат и сезона года представлено в таблице 1.

Таблица 1

Содержание атмосферных примесей в южном, среднем и северном районе Обской губы в различные сезоны года

Показатель	Географические координаты		
	66.95° N 72.50° E	68.80° N 73.40° E	72.40° N 73.50° E
Зимний период года			
Концентрация CO, ppbv	$159,44 \pm 2,73^{***}$	$159,02 \pm 2,82^{***}$	$157,93 \pm 2,90^{***}$
Концентрация CO ₂ , ppmv	$426,31 \pm 1,28^{***}$	$425,71 \pm 1,27^{***}$	$424,30 \pm 1,32^{***}$
Концентрация SO ₂ , мг/м ³	$0,85 \pm 0,16^{**}$	$0,77 \pm 0,17^{**}$	$1,77 \pm 0,70^*$
Пыль, т	$0,02 \pm 0,003^*$	$0,02 \pm 0,002^*$	$0,01 \pm 0,001^{**}$
PM1, мг/м ³	$2,30 \pm 1,23^*$	$0,23 \pm 0,09^{**} \#$	$0,03 \pm 0,03^{***}$
PM2.5, мг/м ³	$2,90 \pm 1,43^*$	$0,40 \pm 0,12^{**}$	$0,60 \pm 0,23^{***}$
PM10, мг/м ³	$4,40 \pm 2,02^*$	$0,93 \pm 0,40^{**}$	$1,17 \pm 0,44^{***}$
Экстинкция сульфатами, т	$0,06 \pm 0,01$	$0,07 \pm 0,01^*$	$0,07 \pm 0,01^{***}$
Летний период года			
Концентрация CO, ppbv	$103,13 \pm 2,03$	$100,69 \pm 2,45\#$	$93,58 \pm 1,99$
Концентрация CO ₂ , ppmv	$408,71 \pm 1,80$	$409,80 \pm 1,67$	$412,13 \pm 1,67^{\wedge\wedge}$
Концентрация SO ₂ , мг/м ³	$0,24 \pm 0,12$	$0,15 \pm 0,10$	$0,06 \pm 0,04$
Пыль, т	$0,03 \pm 0,003$	$0,02 \pm 0,002$	$0,02 \pm 0,002$
PM1, мг/м ³	$7,94 \pm 1,62$	$8,20 \pm 2,60\#$	$1,54 \pm 0,30^{\wedge\wedge}$
PM2.5, мг/м ³	$9,86 \pm 1,97$	$9,60 \pm 3,00\#$	$2,49 \pm 0,37^{\wedge\wedge}$
PM10, мг/м ³	$14,63 \pm 2,83$	$13,77 \pm 4,23\#$	$4,26 \pm 0,59^{\wedge\wedge}$
Экстинкция сульфатами, т	$0,04 \pm 0,006$	$0,04 \pm 0,005$	$0,03 \pm 0,004^{\wedge}$

*Примечание. * — достоверность различий между летним и зимним периодами года ($*p < 0,05$; $**p < 0,01$; $***p < 0,001$); # — достоверность различий между географическими координатами $68.80^\circ N$ $73.40^\circ E$ и $72.40^\circ N$ $73.50^\circ E$ ($\#p < 0,05$); ^ — достоверность различий между географическими координатами $72.40^\circ N$ $73.50^\circ E$ и $66.95^\circ N$ $72.50^\circ E$ (${}^{\wedge}p < 0,05$; ${}^{\wedge\wedge}p < 0,01$).*

В зимний период года в отличие от летнего периода имеется значительное повышение концентрации газообразных примесей (угарного газа, углекислого газа и диоксида серы) на поверхности в южном, среднем и северном районах Обской губы. При этом наблюдается значительное сниже-

ние ультрадисперсных, мельчайших и более крупных взвешенных частиц в рассматриваемых районах. Выявленная особенность сезонных колебаний концентраций загрязняющих веществ определяется целым рядом факторов, это не только технологические параметры процессов, но и физико-географические, эколого-климатические и другие условия.

При рассмотрении содержания атмосферных примесей по вертикальной зональности было выявлено, что в средней области, где и сосредоточены основные отрасли топливно-энергетического комплекса, в зимний период года имеется существенное превышение взвешенных частиц с размерами PM1 ($0,23 \pm 0,09$ и $0,03 \pm 0,03$ $\text{мг}/\text{м}^3$ при $p < 0,05$) по сравнению с северной областью.

В летний период года наблюдаются статистически значимые различия между разными размерами взвешенных частиц (PM1, PM2.5, PM10), а также концентрацией СО в средней области по сравнению с северной ($100,69 \pm 2,45$ и $93,58 \pm 1,99$ ppbv) областью Обской губы (при $p < 0,05$). При сравнении южной области со средней существенных различий по анализируемым примесям нами обнаружено не было, как в летний, так и в зимний период года.

При сравнительном анализе содержания атмосферных примесей в северной и южной областях установлены следующие статистически значимые различия. Так, если в зимний период года по рассматриваемым показателям явных различий не было, то в летний период года в северном районе имеется значительное повышение концентрации углекислого газа ($412,13 \pm 1,67$ и $408,71 \pm 1,80$ ppmv соответственно при $p < 0,01$), а также снижение взвешенных частиц различного размера (PM1, PM2.5, PM10) и экстинкции сульфатами ($0,04 \pm 0,006$ т и $0,03 \pm 0,004$ т соответственно при $p < 0,05$).

Учитывая, что основным маркером интенсивности хозяйственной деятельности являются выбросы парниковых газов (наличие углеродного следа), нами была проанализирована тенденция изменения концентрации СО и CO_2 в зимний и летний периоды года с 2016 по 2020 гг. на поверхности акватории Обской губы в различные сезоны года в районе интенсивной газодобычи на северной широте 68.80° (рис. 2).

Установлено, что в средней области Обской губы как в зимний ($y = 5,1889x + 410,14$ при $R^2 = 0,9342$), так и в летний ($y = 4,7444x + 395,57$ при $R^2 = 0,8839$) периоды года наблюдается увеличение концентрации углекислого газа с высокой величиной достоверности аппроксимации. Что касается концентрации угарного газа, то в зимний период года наблюдается незначительное снижение ($y = -3,5333x + 169,62$ при $R^2 = 0,7023$), а в летний период концентрация оксида углерода остается практически постоянной ($y = 1,2889x + 96,822$ при $R^2 = 0,088$).

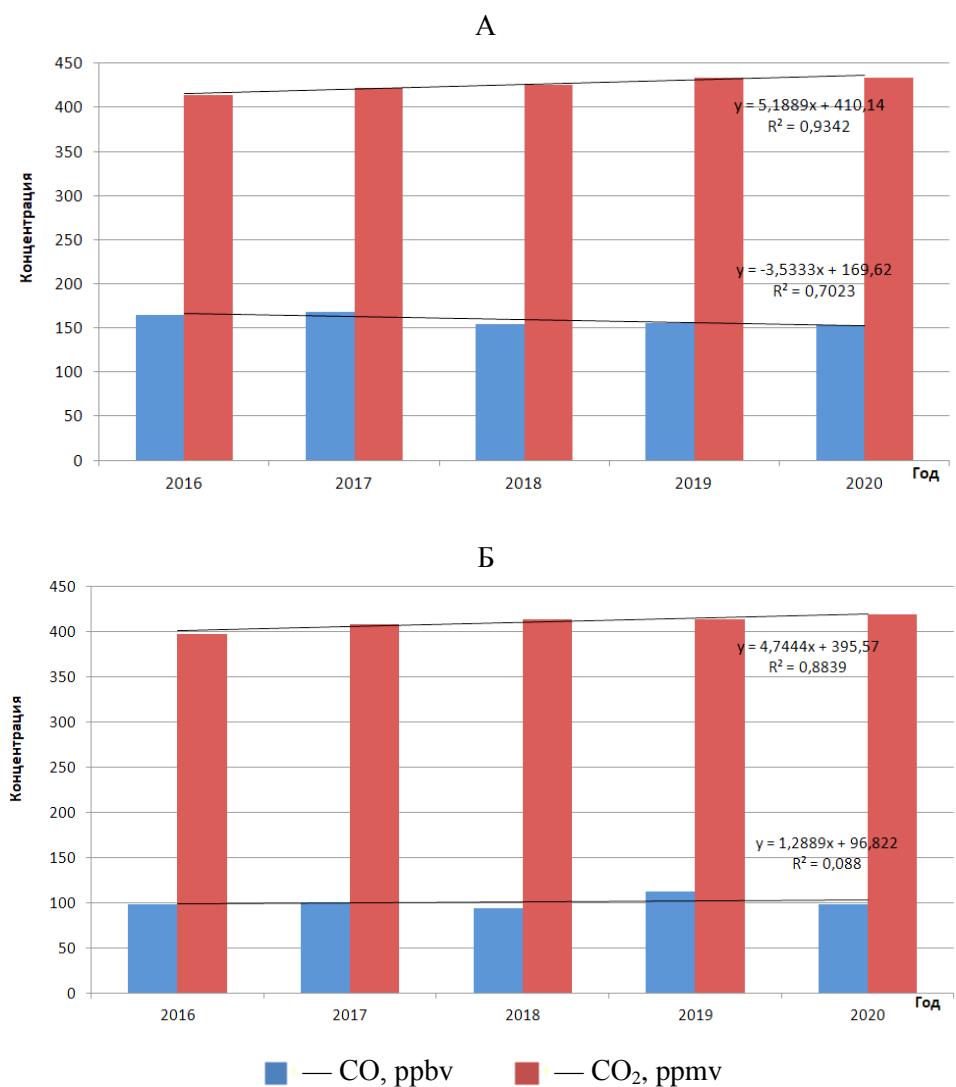


Рис. 2. Концентрации CO и CO₂ в зимний (А) и летний (Б) периоды за 2016–2020 гг. в средней области Обской губы

Таким образом, можно констатировать, что идет интенсивное освоение и развитие топливно-энергетического комплекса в данном регионе.

Обсуждение

Одним из наиболее перспективных к освоению газоносных регионов Арктического шельфа является акватория Обской губы [7]. Этот водоем, исторически занимавший важное место в освоении ресурсов Западной Арктики, становится очагом инновационного развития морского природопользования, что, в свою очередь, может способствовать нарушению экологического равновесия экосистем. Это уникальный водоем, которому

присущи как общие (низкие температуры, сильные ветры, аномалии геофизических полей Земли, недостаточная инсоляция, тяжелые подвижные льды, длительное восстановление нарушенных экосистем, ионизация атмосферы и др.), характерные для Арктической зоны РФ, так и специфические территориальные факторы (мелководность акватории, большая изменчивость рельефа дна, узость Морского канала, высокий уровень загрязнения акватории и прибрежной зоны) [10, 11].

Выявленные сезонные колебания концентрации газообразных загрязняющих веществ свидетельствуют об их связи не только с повышенной эксплуатацией энергетических объектов, но и с погодными функциональными особенностями в акватории Обской губы. Увеличение концентраций газообразных примесей в холодный период года можно объяснить тем, что они в воздухе сохраняются гораздо дольше и не так свободно рассеиваются в зимний период года, когда воздушное пространство более плотное по сравнению с теплым воздухом, что нельзя сказать о взвешенных частицах (пыли)³.

При изучении влияния деятельности топливно-энергетического комплекса на экологическое состояние акватории Обской губы ЯНАО по степени интенсивности газодобычи в акватории и прибрежной части Обской губы было выявлено, что в зимний период года между северной и средней областю имеются существенные различия по взвешенным веществам с размерами частиц PM1 ($p < 0,05$). Что касается летнего периода года, то наблюдается достоверность различий между разными размерами взвешенных частиц (PM1, PM2.5, PM10), а также концентрацией CO в северной и средней областях Обской губы (при $p < 0,05$). Причем концентрации по всем вышеупомянутым веществам зафиксированы больше в средней области акватории Обской губы по сравнению с северной. Таким образом, активная разработка и эксплуатация месторождений полезных ископаемых на полуострове Ямал (северная область) и в акватории (средняя область) вносят существенные корректизы в экологическое состояние района исследования [15, 16].

Влияние топливно-энергетического комплекса на окружающую среду подтверждается при рассмотрении динамики изменения концентрации газообразных загрязняющих веществ с 2016 по 2020 гг. в зимний и летний периоды. Увеличение концентрации CO₂ в атмосферном воздухе — одного из основных маркеров углеродного следа — свидетельствует об интенсивности хозяйственной деятельности, в частности, бурного развития топливно-энергетического комплекса в данном регионе со специфическими географическими, климатическими и другими факторами. В частности, необ-

³ Why air pollution is worse in winter [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://translated.turbopages.org/proxy_u/en-ru.ru.c78a9f17-65226d9f-9ed578d0-74722d776562/ <https://www.accuweather.com/en/health-wellness/why-air-pollution-is-worse-in-winter/689434>.

ходимо учитывать и ветровой режим⁴, который имеет четко выраженный муссонный характер (в зимний период преобладают ветры с южной составляющей, летом — с северной) [17]. Поэтому для оценки экологической составляющей влияния топливно-энергетического комплекса на северные водные объекты необходимо создать карбоновый полигон в акватории Обской губы, так как этот уникальный водоем является одним из наиболее перспективных в развитии нефтегазовой отрасли среди других объектов, находящихся в Арктической зоне.

Выводы

Деятельность топливно-энергетического комплекса накладывает отпечаток на экологическое состояние акватории Обской губы за 2016–2020 гг. С учетом дальнейшего освоения месторождений полезных ископаемых в районе акватории Обской губы необходимо его всестороннее изучение с целью разработки креативных технологий минимизации техногенного вмешательства в северные экосистемы.

Список источников

1. Основы нефтегазового дела : учебник для вузов / Е. О. Антонова, Г. В. Крылов, А. Д. Прохоров, О. А. Степанов. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2003. – 307 с. – Текст : непосредственный.
2. Научно-технические проблемы освоения Арктики / Российская академия наук ; под редакцией Н. П. Лаверова, В. И. Васильева, А. А. Макоско. – Москва : Наука, 2015. – 490 с. – Текст : непосредственный.
3. Извеков, И. Б. Современная нефтегазовая геостатистика Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов Западной Сибири (в связи с прогнозом новых открытий на суше и шельфе) / И. Б. Извеков. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2023. – № 1 (53). – С. 82–97.
4. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е. Е. Поляков, В. В. Рыбальченко, А. Е. Рыжов [и др.]. – DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 45–57.
5. Многофункциональная комплексная модель водной системы Обской губы / В. Ю. Чанцев, Ю. П. Гудошников, Д. А. Плещанов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 4 (36). – С. 139–148.
6. Геоинформационная процедура оценки региональной ситуации на основе оперативного ИНС-анализа гидрометеорологической и экологической информации (на примере Обской губы) / С. И. Биденко, И. С. Храмов, А. А. Бенгерт, И. С. Мучкаева. – DOI 10.33933/2713-3001-2022-68-508-524. – Текст : непосредственный // Гидрометеорология и экология. – 2022. – № 68. – С. 508–524.

⁴ Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Лист R-43 – Обская губа. Объяснительная записка / Е. А. Лебедева, Я. Э. Файбусович, Д. В. Назаров [и др.]; Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2019. – 182 с.

7. Караев, И. П. Расчетно-аналитическое исследование выбора типов оснований ледостойких стационарных платформ для освоения месторождений Обской губы / И. П. Караев, А. А. Новиков. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2018. – № 7 (771). – С. 40–46.
8. Федорова, Г. С. Геохимические исследования углеводородных флюидов Чугорьяхинского месторождения / Г. С. Федорова, Л. С. Косякова, В. Ю. Артемьев. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2010. – № 1 (4). – С. 22–32.
9. Геологоразведочные работы ПАО «Газпром» на арктическом шельфе РФ : результаты и перспективы / В. В. Черепанов, С. К. Ахмедсафин, В. В. Рыбальченко [и др.]. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-7-47-56. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 7. – С. 47–56.
10. Маккавеев, Е. П. Тяжелые металлы в поверхностных и иловых водах Обской губы / Е. П. Маккавеев, С. В. Степанова. – DOI 10.26110/ARCTIC.2019.102.1.013. – Текст : непосредственный // Научный вестник Ямalo-Ненецкого автономного округа. – 2019. – № 1 (102). – С. 93–99.
11. Немировская, И. А. Поведение углеводородов в устьевых зонах арктических рек / И. А. Немировская, З. Ю. Реджепова. – DOI 10.1134/S0016752518080071. – Текст : непосредственный // Геохимия. – 2018. – № 8. – С. 791–804.
12. Динамика берегов Карского моря / А. А. Васильев, И. Д. Стрелецкая, Г. А. Черкашев, Б. Г. Ванштейн. – Текст : непосредственный // Криосфера Земли. – 2006. – Т. 10, № 2. – С. 56–67.
13. Жданова, Е. Ю. Пространственная изменчивость аэрозольной оптической толщины на территории Московского региона по спутниковым и наземным данным / Е. Ю. Жданова, Н. Е. Чубарова. – DOI 10.21046/2070-7401-2018-15-7-236-248. – Текст : непосредственный // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. – 2018. – Т. 15, № 7. – С. 236–248.
14. Густокашин, П. Е. Сравнительный анализ аэрозольной оптической толщи из спутниковых продуктов MODIS и CALIPSO уровня L2 / П. Е. Густокашин, М. Ю. Катаев. – DOI 10.21293/1818-0442-2018-21-4-70-74. – Текст : непосредственный // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2018. – Т. 21, № 4. – С. 70–74.
15. Мамаева, Н. Л. Геоэкологическое картографирование Пуревского района Ямalo-Ненецкого автономного округа / Н. Л. Мамаева, С. А. Петров. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-2-120-125. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2 (116). – С. 120–125.
16. Мамаева, Н. Л. Качество водных ресурсов Пуревского района Ямalo-Ненецкого автономного округа / Н. Л. Мамаева, С. А. Петров. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-4-125-129. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4 (118). – С. 125–129.
17. Справочные данные по режиму ветра и волнения шельфа Баренцева и Карского морей / Под редакцией М. Р. Маркушиной. – Санкт-Петербург, 2013. – 335 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Antonova, E. O., Krylov, G. V., Prokhorov, A. D., & Stepanov, O. A. (2003). *Osnovy neftegazovogo dela*. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 307 p. (In Russian).
2. Laverov, N. P., Vasil'yev, V. I., & Makosko, A. A. (Eds) (2015). *Nauchno-tehnicheskiye problemy osvoyeniya Arktiki*. Moscow, Nauka Publ., 490 p. (In Russian).
3. Izvekov, I. B. (2023). State-of-the-art petroleum-and-gas geostatistics for Yamal-Kara and Gydan-Yenisey regions of Western Siberia (following prediction of new onshore and offshore discoveries). *Vesti gazovoy nauki*, (1(53)), pp. 82-97. (In Russian).
4. Polyakov, E. E., Rybal'chenko, V. V., Ryzhov, A. E., Skorobogatov, V. A., & Khabibullin, D. Ya. (2018). Northern Eurasia: where to look for new largest, giant, and unique gas fields? *Russian Oil and Gas Geology*, (4s), pp. 45-57. (In Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57
5. Chantsev, V. Yu., Gudoshnikov, Yu. P., Pleshakov, D. A., Skutin, A. A., & Danshina, A. V. (2018). Multifunctional complex model of a hydrologic system in the gulf of Ob. *Vesti gazovoy nauki*, (4(36)), pp. 139-148. (In Russian).
6. Bidenko, S. I., Khramov, I. S., Bengert, A. A., & Muchkaeva, I. S. (2022). Geoinformation procedure for assessing the regional situation on the basis of operational INS-analysis of hydrometeorological and environmental information (on the example of the Ob Bay). *Hydrometeorology and Ecology*, (68), pp. 508-524. (In Russian). DOI: 10.33933/2713-3001-2022-68-508-524
7. Karaev, I. P., & Novikov, A. A. (2018). Computational and analytical investigation of the selection of sub-structure types of ice-resistant stationary platform for the development of fields of the Gulf of Ob. *Gas Industry*, (7(771)), pp. 40-46. (In Russian).
8. Fedorova, G. S., Kosyakova, L. S., & Artem'ev, V. Yu. (2010). *Geokhimicheskie issledovaniya uglevododoronykh flyuidov Chugor'yakhinskogo mestorozhdeniya*. *Vesti gazovoy nauki*, (1(4)), pp. 22-32. (In Russian).
9. Cherepanov, V. V., Akhmedsafin, S. K., Rybalchenko, V. V., Khabibullin, D. Ya., Nikishin, A. A., Davydov, A. V.,..., Dmitriev, S. E. (2018). Geological exploration of PJSC "GAZPROM" in the Arctic shelf of the Russian Federation: results and prospects. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (7), pp. 47-56. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2018-7-47-56
10. Makkaveev, E. P., & Stepanova, S. V. (2019). Heavy metals in the surface and silt waters of the gulf of OB. *Nauchnyy vestnik Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga*, (1(102)), pp. 93-99. (In Russian). DOI: 10.26110/ARCTIC.2019.102.1.013
11. Nemirovskaya, I. A., & Redzhepova, Z. Yu. (2018). Behavior of Hydrocarbons in the Mouth Parts of Arctic Rivers. *Geochemistry International*, 56(8), pp. 828-841. (In English). DOI: 10.1134/S0016702918080074
12. Vasiliev, A. A., Streletskaia, I. D., Cherkashev, G. A., & Vanshtein, B. G. (2006). Coastal dynamics of the Kara sea. *Kriosfera Zemli*, (10(2)), pp. 56-67. (In Russian).
13. Zhdanova, E. Yu., & Chubarova, N. E. (2018). Spatial variability of aerosol optical thickness on the territory of Moscow and Moscow Region by satellite and ground based data. *Sovremennyye problemy distantsionnogo zondirovaniya Zemli iz kosmosa*, (15(7)), pp. 236-248. (In Russian). DOI: 10.21046/2070-7401-2018-15-7-236-248

14. Gustokashin, P. E., & Kataev, M. Yu. (2018). Comparative analysis of aerosol optical thickness from MODIS and CALIPSO L2 satellite products. Proceedings of Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics, (21(4)), pp. 70-74. (In Russian). DOI: 10.21293/1818-0442-2018-21-4-70-74
15. Mamaeva, N. L., & Petrov, S. A. (2016). Geoecological mapping of the Purovsk area in Yamal-Nenets Autonomous Region. Oil and Gas Studies, (2(116)), pp. 120-125. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-120-125
16. Mamaeva, N. L., & Petrov, S. A. (2016). Water resources quality in the Purovsk district of Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. Oil and Gas Studies, (4(118)), pp. 125-129. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-125-129
17. Markushina, M. R. (Ed.) (2013). Spravochnye dannye po rezhimu vетра i volneniya shel'fa Barentseva i Karskogo morey. St. Petersburg, 335 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Мамаева Наталья Леонидовна, старший научный сотрудник, Тюменский научный центр СО РАН; старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, mamaeva.natali2011@mail.ru

Петров Сергей Анатольевич, доктор медицинских наук, профессор, главный научный сотрудник, Тюменский научный центр СО РАН, г. Тюмень

Natali L. Mamaeva, Senior Researcher, Tyumen Scientific Centre SB RAS; Senior Lecturer, Industrial University of Tyumen, mamaeva.natali2011@mail.ru

Sergei A. Petrov, Doctor of Medical Sciences, Professor, Chief Researcher, Tyumen Scientific Centre SB RAS

Статья поступила в редакцию 13.11.2023; одобрена после рецензирования 16.11.2023; принята к публикации 21.11.2023.

The article was submitted 13.11.2023; approved after reviewing 16.11.2023; accepted for publication 21.11.2023.

Информация для авторов

Information for authors of the journal

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.tyuu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuuiu.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), межстрочный интервал — 1. Абзацный отступ — 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: крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 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. Подрисуночные 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 без расшифровки не допускается. 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 следующие элементы:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов или 3–4 словосочетаний по теме статьи; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- аннотация (объемом от 120 до 250 слов) — включает предпосылки исследования; краткие цели, которые были поставлены при написании статьи; ведущий метод, который позволяет выявить изложенную проблему; также необходимо кратко перечислить основные результаты и практическую значимость работы — на русском и английском языках;
- финансирование и благодарности (опционально) — блок 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.
- сведения об авторах (полные Ф.И.О., должность, ученая степень, звание, место работы, e-mail, ORCID (при наличии)) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): Введение; Объект и методы исследования; Экспериментальная часть/постановка эксперимента (опционально); Результаты; Обсуждение; Выводы; Список источников. 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. В разделе «Выводы» не должно быть ссылок на источники литературы.

• **Список источников.** 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]»). Список источников должен быть представлен на русском (Список источников, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Список источников и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Ссылаться нужно в первую очередь на «авторизованные источники» — книги, статьи в журналах, сборников докладов конференций. Допускается упоминание диссертаций и патентов. Состав источников должен быть актуальным. Нормативно-техническую документацию (ГОСТ, СНиП, СанПиН и пр.), а также различные отчеты и карты следует оформлять как постраничные сноски согласно ГОСТ Р 7.0.5–2008.

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 Минобрнауки России при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможны
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 (shubaevany@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. Font size — 11 pt (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: large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt; large index — 8 pt; small index — 7 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 the International System of Units. 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.
- Keywords (no more than 10 words or 3-4 sentences on the topic of the article; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (120 to 250 words). It includes the background of the research; a brief summary of the objectives of the article; a key method that identifies the problem presented; a summary of the main findings and practical relevance of the article — in Russian and English.
- Funding and Acknowledgements (optional section). It may include information about the grant under which the research was carried out, and acknowledgement of other scientists and/or companies that helped to carry out the study.
- Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; e-mail; ORCID (if available)) — in Russian and in 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.
- **References.** The authors are responsible for the accuracy of each link. All references must be numbered consecutively. References should be enclosed in square brackets (e.g. "as mentioned in [9, 10]"). References should be submitted in Russian (they must be arranged in accordance with GOST R 7.0.100-2018) and English (they must be arranged in accordance with ARA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

Authors should refer primarily to "authorised sources", i.e. books, journal articles, collections of conference proceedings. Mention of dissertations and patents is allowed. The sources must be up-to-date. Normative and technical documentation (GOST, SNiP, SanPiN, etc.), as well as various reports and maps, should be prepared as page footnotes in accordance with GOST R 7.0.5-2008.

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. Manuscripts that do not meet the above requirements will not be considered and will not be returned 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 **ПОДПИСЬ** 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. Отто

Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2799.

Дата выхода в свет 12.03.24. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 7,59. Усл. печ. л. 11,9.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего

образования «Тюменский индустриальный университет».

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,

Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Anastasia S. Otto

Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2799.

Date of publishing 12.03.24. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 7,59. Conventional printed sheets 11,9.

Distributed by subscription. Free price.

Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.

625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.

Printing house of the library and publishing complex.

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.