

**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

ISSN (print) – 2500-1019
ISSN (on-line) – 2413-1830

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 334, № 9, 2023

Издательство
Томского политехнического университета
2023

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)
Остwald Р.В., канд. хим. наук (Россия)
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)
Конторович А.Э., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Белозеров В.Б., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Никитенков Н.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Силкин В.М., д-р физ.-мат. наук (Испания)
Коротеев Ю.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Уленев О.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Борисов А.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Коршунов А.В., д-р хим. наук (Россия)
Пестряков А.Н., д-р хим. наук (Россия)
Тойпель У., Dsc (Германия)
Джин-Чун Ким, Dsc (Южная Корея)
Заворин А.С., д-р техн. наук (Россия)
Ханьялич К., Dsc (Нидерланды)
Маркович Д.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Алексеев С.В., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Воропай Н.И., д-р техн. наук (Россия)
Кочегуров А.И., канд. техн. наук (Россия)
Руи Д., PhD (Португалия)
Зиатдинов Р.А., канд. физ.-мат. наук (Южная Корея)
Спицын В.Г., д-р техн. наук (Россия)
Муравьев С.В., д-р техн. наук (Россия)
Пойлов В.З., д-р техн. наук (Россия)
Лотов В.А., д-р техн. наук (Россия)
Софронов В.Л., д-р хим. наук (Россия)
Бузник В.М., д-р хим. наук (Россия)
Захаров Ю.А., д-р хим. наук (Россия)
Антипенко В.Р., д-р хим. наук (Россия)
Голик В.И., д-р техн. наук (Россия)
Абуталипова Е.М., д-р техн. наук (Россия)
Полищук В.И., д-р техн. наук (Россия)
Хамитов Р.Н., д-р техн. наук (Россия)
Зюев А.М., д-р техн. наук (Россия)
Третьяк А.Я., д-р техн. наук (Россия)
Арбузов С.И., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Ковалев В.З., д-р техн. наук (Россия)
Романенко С.В., д-р хим. наук (Россия)
Кириянова Л.Г., канд. филос. наук (Россия)
Строкова Л.А., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Мазуров А.К., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Мостовщиков А.В., д-р техн. наук (Россия)
Хакимьянов М.И., д-р техн. наук (Россия)
Боярко Г.Ю., д-р экон. наук, канд. геол.-минерал. наук (Россия)
Стрижак П.А., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Глазырин А.С., выпуск. редактор, д-р техн. наук (Россия)

Входит в Перечень ВАК РФ – ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Подписной индекс в объединённом каталоге «Пресса России» – 18054

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2023

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Журнал «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» – рецензируемый научный журнал, издающийся с 1903 года.

Учредителем является Томский политехнический университет.

Журнал зарегистрирован Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций – Свидетельство ПИ № ФС 77-65008 от 04.03.2016 г.

ISSN (print) – 2500-1019
ISSN (on_line) – 2413-1830

«Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» публикует оригинальные работы, обзорные статьи, очерки и обсуждения, охватывающие последние достижения в области геологии, разведки и добычи полезных ископаемых, технологии транспортировки и глубокой переработки природных ресурсов, энергоэффективного производства и преобразования энергии на основе полезных ископаемых, а также безопасной утилизации геоактивов.

Журнал представляет интерес для геологов, химиков, технологов, физиков, экологов, энергетиков, специалистов по хранению и транспортировке энергоресурсов, ИТ-специалистов, а также ученых других смежных областей.

Тематические направления журнала «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов»:

- Прогнозирование и разведка георесурсов
- Добыча георесурсов
- Транспортировка георесурсов
- Глубокая переработка георесурсов
- Энергоэффективное производство и преобразование энергии на основе георесурсов
- Безопасная утилизация георесурсов и вопросы геоэкологии
- Инженерная геология Евразии и окраинных морей

К публикации принимаются статьи, ранее нигде не опубликованные и не представленные к печати в других изданиях.

Статьи, отбираемые для публикации в журнале, проходят закрытое (слепое) рецензирование.

Автор статьи имеет право предложить двух рецензентов по научному направлению своего исследования.

Окончательное решение по публикации статьи принимает главный редактор журнала.

Все материалы размещаются в журнале на бесплатной основе.

Журнал издается ежемесячно.

Полнотекстовый доступ к электронной версии журнала возможен на сайтах www.elibrary.ru, scholar.google.com



**TOMSK
POLYTECHNIC
UNIVERSITY**

ISSN (print) – 2500_1019
ISSN (on_line) – 2413_1830

**BULLETIN
OF THE TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
GEO ASSETS ENGINEERING**

Volume 334, № 9, 2023

EDITORIAL BOARD

Semiletov I.P., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)
Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)
Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)
Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)
Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)
Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)
Belozarov V.B., Dr. Sc. (Russia)
Nikitenkov N.N., Dr. Sc. (Russia)
Silkin V.M., PhD (Spain)
Koroteev Yu.M., Dr. Sc. (Russia)
Ulenekov O.N., Dr. Sc. (Russia)
Borisov A.M., Dr. Sc. (Russia)
Korshunov A.V., Dr. Sc. (Russia)
Pestryakov A.N., Dr. Sc. (Russia)
Teipel U., Dsc (Germany)
Jin-Chun Kim, Dsc (South Korea)
Zavorin A.S., Dr. Sc. (Russia)
Hanjalic K., Dsc (Netherlands)
Markovich D.M., Dr. Sc. (Russia)
Aleksenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)
Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)
Rui D., PhD (Portugal)
Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)
Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)
Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)
Poilov V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Lotov V.A., Dr. Sc. (Russia)
Sofronov V.L., Dr. Sc. (Russia)
Bouznik V.M., Dr. Sc. (Russia)
Zakharov Yu.A., Dr. Sc. (Russia)
Antipenko V.R., Dr. Sc. (Russia)
Golik V.I., Dr. Sc. (Russia)
Abutalipova E.M., Dr. Sc. (Russia)
Polishchuk V.I., Dr. Sc. (Russia)
Khamitov R.N., Dr. Sc. (Russia)
Zyuzev A.M., Dr. Sc. (Russia)
Tretiak A.Ya., Dr. Sc. (Russia)
Arbuzov S.I., Dr. Sc. (Russia)
Kovalev V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Romanenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Kiryanova L.G., Cand. Sc. (Russia)
Strokova L.A., Dr. Sc. (Russia)
Mazurov A.K., Dr. Sc. (Russia)
Mostovshchikov A.V., Dr. Sc. (Russia)
Khakimyanov M.I., Dr. Sc. (Russia)
Boyarko G.Yu., Dr. Sc., Cand. Sc. (Russia)
Strizhak P.A., Dr. Sc. (Russia)
Glazyrin A.S., managing editor, Dr. Sc. (Russia)

AIMS AND SCOPES

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering is peer-reviewed journal owned by Tomsk Polytechnic University.

The journal was founded in 1903.

The journal is registered internationally (ISSN 2413-1830) and nationally (Certificate PE no. FM 77-65008, March 04, 2016 from the RF Ministry of Press, Broadcasting and Mass Communicationss).

ISSN (print) – 2500-1019

ISSN (on-line) – 2413-1830

The journal publishes research papers in the field defined as "life cycle of georesources". It presents original papers, reviews articles, rapid communications and discussions covering recent advances in geology, exploration and extraction of mineral resources, transportation technologies and deep processing of natural resources, energy-efficient production and energy conversion based on mineral resources as well as on safe disposal of geo assets.

The journal will be of interest to geologists, chemists, engineers, physicists, ecologists, power engineers, specialists in storage and transportation of energy resources, IT specialists as well as to other specialists in the related fields.

Scope of the journal issue "Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering" in accordance with Geo Assets (GA) strategy includes:

- Geo Assets exploration and refining;
- Geo Assets mining and transportation;
- Geo Assets deep processing;
- Energy-efficient production and conversion of energy based on Geo Assets;
- Safe disposal of Geo Assets and Geoecology issues;
- Geo-engineering of Eurasia and marginal sea;
- Economic and social aspects of using Geo Assets.

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering publishes only original research articles. All articles are peer reviewed by international experts. Both general and technical aspects of the submitted paper are reviewed before publication. Authors are advised to suggest two potential reviewers who are familiar with the research focus of the article. Final decision on any paper is made by the Editor in Chief.

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering is published monthly.

The publication of manuscripts is free of charge.

The journal is on open access on
www.elibrary.ru, scholar.google.com.

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

- Генезис и минерально-геохимическая зональность кварцево-жильного золоторудного поля Центральное (Кузнецкий Алатау)** 7
Ворошилов В.Г., Молукпаева Д.К., Тимкин Т.В., Савинова О.В.
Genesis and mineral-geochemical zoning of the quartz-vein gold deposit Tsentralnoe (Kuznetsk Alatau)
Voroshilov V.G., Molukpaeva D.K., Timkin T.V., Savinova O.V.
- Снижение теплопритоков к геотермальным теплообменникам в условиях длительной эксплуатации** 18
Половников В.Ю., Шелемехова С.Д.
Reduction of heat gains to geothermal heat exchangers in long-term operation
Polovnikov V.Yu., Shelemekhova S.D.
- Загрязнение донных отложений бухты Находка и устьевой области реки Партизанской хлорорганическими пестицидами** 25
Мазлова Е.А., Блиновская Я.Ю., Соколова Л.И., Турсунова Г.Ш.
Organochlorine pesticides pollution of the bottom sediments of Nakhodka bay and Partizanskaya river
Mazlova E.A., Blinovskaya Ya.Yu., Sokolova L.I., Tursunova G.Sh.
- Математическое моделирование пористых геометрически нелинейных металлических нанопластин с учетом влажности** 36
Крысько А.В., Калущий Л.А., Захарова А.А., Крысько В.А.
Mathematical modeling of porous geometrically nonlinear metal nano-plates taking into account moisture
Krysko A.V., Kalutsky L.A., Zakharova A.A., Krysko V.A.
- Очаги генерации и залежи «палеозойской» нефти Урманского месторождения (Томская область)** 49
Крутенко М.Ф., Исаев В.И., Коржов Ю.В., Осипова Е.Н.
Foci of hydrocarbon generation and the «Paleozoic» oil deposits in the Urman field (Tomsk Region)
Krutenko M.F., Isaev V.I., Korzhov Yu.V., Osipova E.N.
- Газовый состав и микроорганизмы в подземных льдах Российской Арктики** 63
Бутаков В.И., Слагода Е.А., Заватский М.Д., Иванов В.И.
Gas composition and microorganisms of ground ice in Russian Arctic
Butakov V.I., Slagoda E.A., Zavatsky M.D., Ivanov V.I.
- Минералого-геохимические особенности и перспективы на комплексное оруденение месторождения Яхтон (Горы Чакыл-Калаян, Узбекистан)** 76
Сайитов С.С., Цой В.Д.
Mineralogical and geochemical features and prospects for complex mineralization of the Yakhton deposit (mountains Chakyl-Kalyan, Uzbekistan)
Sayitov S.S., Tsoi V.D.
- Оценка влияния качества заканчивания скважин на объемы разведанных балансовых запасов углеводородов** 91
Катанов Ю.Е., Ягафаров А.К., Аристов А.И.
Assessment of well completion quality impact on the volume of explored balance reserves of hydrocarbons
Katanov Yu.E., Yagafarov A.K., Aristov A.I.
- Применение метода статистически-корреляционной интерпретации данных ГИС на месторождении Самотлор** 104
Мельник И.А., Жданова Ю.Ю., Сидоренко Н.С.
Application of the method of statistical-correlation interpretation of GWS data in the Samotlor field
Melnik I.A., Zhdanova Yu.Yu., Sidorenko N.S.
- Эффективное использование электроэнергии при эксплуатации шаровой мельницы с постоянной скоростью вращения** 115
Закамалдин А.А., Перевошчиков Ф.В., Шилин А.А.
Efficient use of electric energy when operating a ball mill with a constant rotation speed
Zakamaldin A.A., Perevoshchikov F.V., Shilin A.A.
- Использование подземных горных выработок для захоронения радиоактивных отходов 3-го и 4-го классов** 128
Горин Н.В., Кучинов В.П., Усанов С.В., Васильев А.П.
Use of underground mines for disposal of radioactive waste of the 3rd and 4th classes
Gorin N.V., Kuchinov V.P., Usanov S.V., Vasiliev A.P.
- Структурно-литологические ловушки нефти и газа в отложениях верхней юры Среднеасио-казахстанского мегабассейна** 137
Белозеров В.Б.
Structural and lithological traps of oil and gas in the Upper Jurassic sediments of the Sredneasyugansky megaswell
Belozarov V.B.
- Технология бинарных смесей как современный комплексный метод увеличения нефтеотдачи для разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири** 146
Коротков Р.Н., Коновалов А.А., Овчаренко Д.М., Ерофеев В.И.
Binary mixture technology as a modern complex method of increasing oil recovery for the development of hard-to-recover reserves in the fields of Western Siberia
Korotkov R.N., Konovalov A.A., Ovcharenko D.M., Erofeev V.I.
- Анализ динамики климатического показателя дефляции на примере данных метеостанции Эрзин** 154
Козлова И.В., Зенкова Ж.Н., Квасникова З.Н.
Analysis of the climatic deflation indicator dynamics on the example of Erzin weather station data
Kozlova I.V., Zenkova Zh.N., Kvasnikova Z.N.
- Оптимизация технологических решений по строительству скважин для добычи низконапорного газа** 163
Шалыпин Д.В., Шалыпина А.Д.
Optimization of technological solutions for the construction of wells for low-pressure gas production
Shalyapin D.V., Shalyapina A.D.
- Анализ эффективности применения горизонтальных скважин для разработки запасов залежи газоконденсатного месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами** 172
Томский К.О., Никитин Е.Д., Иванова М.С.
Analysis of the effectiveness of applying horizontal wells for the development of reserves of a gas condensate field with low filtration and capacitance properties
Tomskiy K.O., Nikitin E.D., Ivanova M.S.

- | | |
|---|---|
| <p>Фотохимическая трансформация растворенного органического вещества и поведение металлов в водах болотных ландшафтов южной тайги Западной Сибири
 Раудина Т.В., Смирнов С.В., Истигечев Г.И., Покровский О.С.</p> <p>Теоретические исследования процесса бурения мерзлых грунтов винтовым буром
 Мартюченко И.Г., Зенин М.И., Колесников А.Ю., Бойков Е.В.</p> <p>Обзор и критический анализ современного состояния и путей совершенствования систем электропитания и автоматического управления установок электроцентробежных насосов в прерывистых режимах эксплуатации нефтяных скважин
 Кладиев С.Н.</p> <p>Разработка испытательной установки для диагностики состояния кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена
 Конеv А.А., Хакимьянов М.И.</p> | <p>182 Photochemical transformation of dissolved organic matter and behavior of metals in the waters of the southern taiga bog complex, Western Siberia
 Raudina T.V., Smirnov S.V., Istigechev G.I., Pokrovsky O.S.</p> <p>194 Theoretical studies of drilling frozen soils with a screw drill
 Martyuchenko I.G., Zenin M.I., Kolesnikov A.Yu., Boikov E.V.</p> <p>203 Review and critical analysis of the current state and ways to improve regulated power supplies and automatic control systems for electric centrifugal pumping units in intermittent operation of oil wells
 Kladiev S.N.</p> <p>216 Development of a tester for diagnostics of state of cable lines with XLPE insulation
 Konev A.A., Khakimyanov M.I.</p> |
|---|---|

УДК 553.411.071:553.2

ГЕНЕЗИС И МИНЕРАЛЬНО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ КВАРЦЕВО-ЖИЛЬНОГО ЗОЛОТОРУДНОГО ПОЛЯ ЦЕНТРАЛЬНОЕ (КУЗНЕЦКИЙ АЛАТАУ)

Ворошилов Валерий Гаврилович¹,

v_g_v@tpu.ru

Молукпаева Диана Калибековна¹,

dkm3@tpu.ru

Тимкин Тимофей Васильевич¹,

timkin@tpu.ru

Савинова Олеся Вячеславовна¹,

logvinenkoov@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Особенность Центрального рудного поля заключается в том, что золотое оруденение целиком локализовано в пределах изначально однородного гранитоидного массива, поэтому выявленная минерально-геохимическая зональность практически целиком обусловлена наложенными постмагматическими процессами. Рудно-метасоматическая зональность проявлена исключительно контрастно и фиксируется различными методами, как традиционными, так и самыми современными. Это создает уникальную возможность для уточнения и совершенствования модели формирования широко проявленного в Алтае-Саянской складчатой области золотого оруденения, связанного со становлением гранитоидных массивов «пестрого состава».

Цель: изучить постмагматические гидротермально-метасоматические процессы и зональность их размещения в Центральном золоторудном поле (Кузнецкий Алатау); обосновать генетическую модель формирования золотого оруденения в рудном поле.

Объекты: гранитоиды, метасоматиты и руды Центрального рудного поля (Кузнецкий Алатау).

Методы: детальное минералого-геохимическое картирование, оптическая и электронная микроскопия, микронзондовый анализ, исследование типоморфных свойств минералов.

Результаты. Закартрированные авторами продукты постмагматической гидротермальной деятельности объединены в четыре формации, сменяющие друг друга во времени и пространстве: 1) альбит-амфиболовых метасоматитов; 2) кварцево-калишпат-биотитовых метасоматитов; 3) эпидот-хлоритовых пропилитов и 4) березитов с сопряженными кварцево-золото-сульфидными жилами. Наиболее ранние альбит-амфиболовые метасоматиты приурочены к приподошвенной части гранитоидного массива и выше по разрезу (и с юга на север) сменяются сначала кварцево-калишпат-биотитовыми метасоматитами, а затем эпидот-хлоритовыми пропилитами. Околожильные березиты накладываются на все предшествующие метасоматиты. При этом в зоне развития альбит-амфиболовых метасоматитов березиты имеют кварцево-мусковитовый состав, а руды представлены малосульфидными кварцевыми жилами. С юга на север (и снизу вверх рудно-метасоматической колонны) кварцево-мусковитовые березиты сменяются кварцево-карбонат-серицитовыми, а сульфидность жил последовательно возрастает вплоть до 50...80 %. Предложена модель формирования многоярусного золотого оруденения при определяющей рудоконтролирующей роли Кузнецко-Алтайского глубинного разлома.

Ключевые слова:

золоторудные месторождения, метасоматоз, рудно-метасоматическая зональность, Центральное рудное поле, Кузнецкий Алатау.

Введение

Изученное рудное поле располагается вблизи Кузнецко-Алтайского разлома глубинного заложения, в северной части Кузнецкого Алатау. Наиболее древними на описываемой площади являются нижнекембрийские метаморфические сланцы устья анзасской свиты и среднекембрийские известняки, относимые к усинской свите (рис. 1). Несогласно перекрывающая эти отложения толща андезибазальтов и базальтов бериккульской свиты среднего кембрия является продуктом деятельности островодужного Алтае-Кузнецкого вулканоплутонического пояса (ВПП), с заключительным этапом эволюции которого связывается формирование Центрального массива мартайгинского гранитоидного комплекса [1, 2]. Массив сложен преимущественно гранодиоритами,

которые по мере приближения к контактам сменяются кварцевыми диоритами, диоритами, реже габбро.

Золотое оруденение Центрального рудного поля большинство исследователей связывает со становлением гранитоидного интрузива мартайгинского комплекса.

Месторождения Центрального рудного поля являются классическим примером кварцево-жильного золотого оруденения с околорудной березитизацией. Благоприятным для исследований обстоятельством является то, что все месторождения и рудопроявления целиком размещены в пределах гранитоидного массива, изначально достаточно однородного по составу. Таким образом, выявленная минерально-геохимическая зональность практически целиком обусловлена наложенными постмагматическими процессами. Проведенные исследования позволяют су-

щественно дополнить накопленные на сегодняшний день данные и предложить авторскую гипотезу формирования золотого оруденения, связанного со ста-

новлением гранитоидных массивов «пестрого состава» и широко развитого в пределах Алтае-Саянской складчатой области.

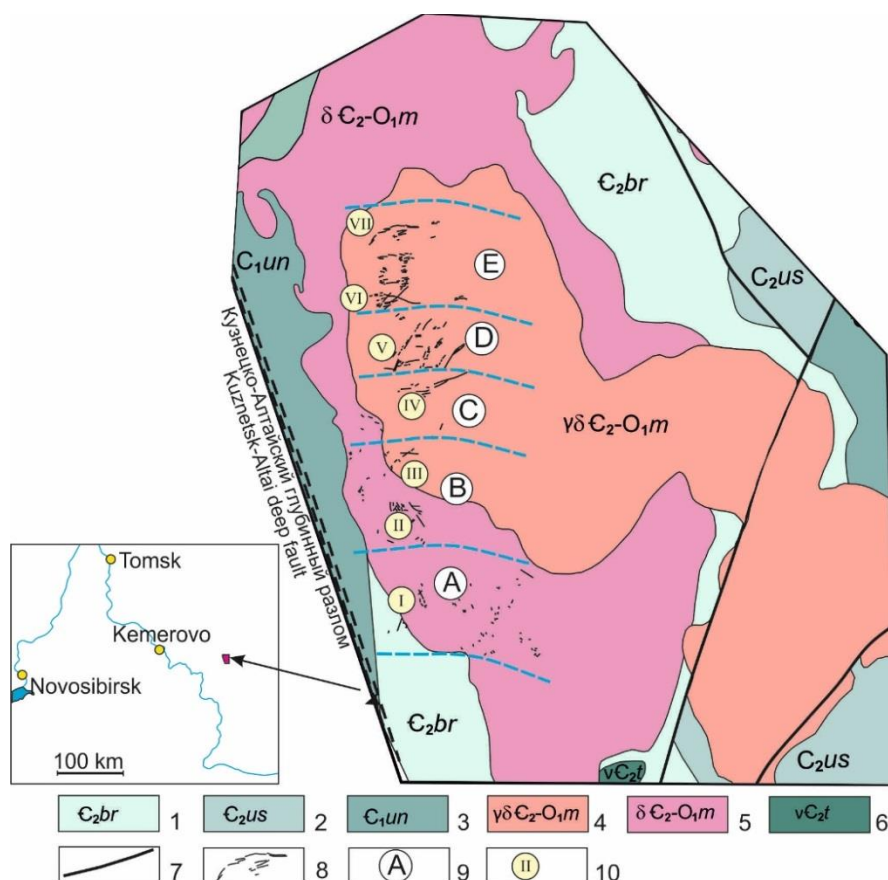


Рис. 1. Схематическая геологическая карта Центрального рудного поля: 1 – берикольская свита: базальты, андезит-базальты; 2 – усинская свита: мраморизованные битуминозные известняки; 3 – усть-анзасская свита: хлорит-эпидот-актинолит-альбитовые ортосланцы, углисто-кремнистые сланцы; 4 – гранодиориты; 5 – диориты; 6 – габбро; 7 – основные разрывные нарушения; 8 – золото-сульфидно-кварцевые жилы; 9 – минеральные зоны рудного поля: А – турмалиновая; В – шеелитовая; С – молибденит-халькопиритовая; D – сфалерит-галенитовая; E – арсенопиритовая; 10 – основные месторождения рудного поля: I – Бурлевское; II – Варваринское; III – Окуневское; IV – Хребтовое; V – Юбилейное; VI – Центральное; VII – Октябрьское

Fig. 1. Schematic geological map of the Tsentralnoe ore field: 1 – Berikul Formation: basalts, basaltic andesites; 2 – Usinsk Formation: marbled bituminous limestones; 3 – Ust-Anzas Formation: chlorite-epidote-actinolite-albite orthoschists, carbonaceous-siliceous schists; 4 – granodiorites; 5 – diorites; 6 – gabbro; 7 – main faults; 8 – gold-sulfide-quartz veins; 9 – mineral zones of the ore field: A – tourmaline; B – scheelite; C – molybdenite-chalcocopyrite; D – sphalerite-galena; E – arsenopyrite; 10 – main deposits of the ore field: I – Burlevskoe; II – Varvarinskoe; III – Okunevskoe; IV – Khrebtovoe; V – Yubileynoe; VI – Tsentralnoe; VII – Oktyabrskoe

Фактические материалы и методы исследований

В основу работы положены результаты детального минералого-геохимического картирования доступных горных выработок, керн скважин, отбор образцов и проб-протоколов из отвалов старых шахт и в специализированных геолого-поисковых маршрутах.

Проведен количественный минералогический анализ более 30 проб-протоколов, по методике А.Я. Пшеничкина [3] исследована кристалломорфология пирита в 250 мономинеральных пробах, проведено изучение термоЭДС пирита на установке с разностью температур горячего и холодного электродов в 150°.

Руды и метасоматиты изучались оптическими методами на исследовательском микроскопе Carl Zeiss Axio Imager.A2m, состав рудных минералов определялся на

электронном микроскопе Tescan VEGA с энергодисперсионным микроанализатором Oxford X-Max 50.

Магнитная восприимчивость пород измерялась прибором KT-10 с чувствительностью $1 \cdot 10^{-6}$ единиц СИ.

Результаты и обсуждение

По мнению [4, 5], формирование массива с участием процессов магматического замещения [6, 7] обусловило развитие в рудном поле пестрой гаммы магматических и метасоматических пород.

Наши наблюдения показывают, что «пестрый» состав гранитоидов в отдельных частях массива связан, прежде всего, с масштабными постмагматическими процессами. В слабоизмененных породах северо-восточной оконечности массива наблюдается лишь

постепенное возрастание основности гранитоидов по мере приближения к контакту с ороговикованными вулканитами берикунской свиты.

Закартированные авторами продукты гидротермальной деятельности объединены в четыре формации (рис. 2): 1) альбит-амфиболовых метасоматитов; 2) кварцево-кашлипат-биотитовых метасоматитов; 3) эпидот-хлоритовых пропилитов; 4) березитов с сопряженными кварцево-золото-сульфидными жилами.

Альбит-амфиболовый метасоматоз развит на обширной площади и охватывает значительную часть массива. Изменениям в наибольшей мере подверглись диориты южного фланга массива, но метасомати-

титы развивались также по ранним габброидам и вмещающим вулканитам среднего-основного состава. Метасоматоз начинался с замещения авгита и роговой обманки исходных пород актинолитом с содержанием ферроактинолитовой молекулы 17–30 %. Плагиоклаз практически нацело замещается тонкозернистым серицит-цоизит-альбитовым агрегатом. По преобладающим новообразованным минералам породы названы альбит-актинолитовыми метасоматитами. Содержание магнетита в этих породах ниже, чем в габбро, но выше, чем в диоритах, что дает возможность геометризовать площадь их распространения с использованием карты магнитного поля (рис. 2).

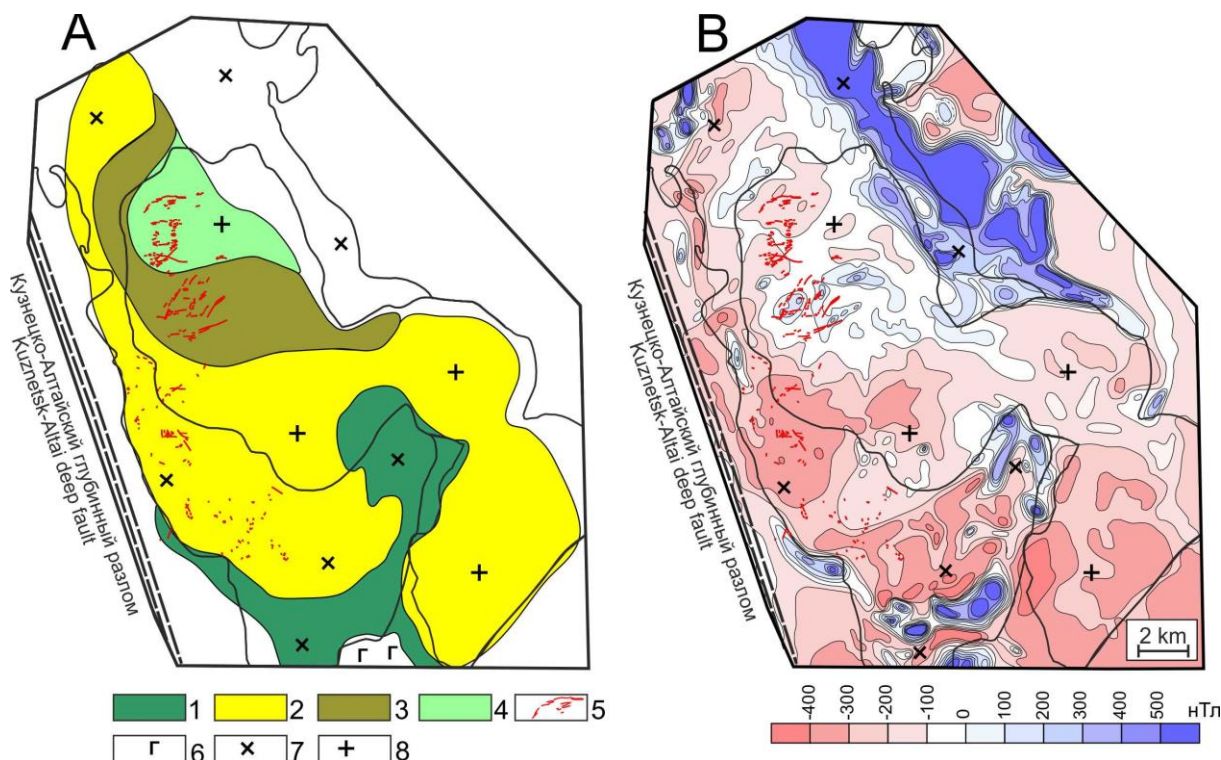


Рис. 2. Площади развития метасоматических формаций в пределах Центрального массива (А) и отражение их в аномальном магнитном поле ΔT (В). Метасоматиты: альбит-амфиболовые: 1 – альбит-актинолитовые; 2 – альбит-роговообманковые; 3 – кварцево-кашлипат-биотитовые; 4 – эпидот-хлоритовые пропилиты; 5 – березиты с сопряженными кварцево-золото-сульфидными жилами; 6 – габбро; 7 – диориты; 8 – гранодиориты

Fig. 2. Areas of metasomatic formations within the Tsentralninsky massif (A) and their reflection in the anomalous magnetic field ΔT (B). Metasomatites: albite-amphibole: 1 – albite-actinolite; 2 – albite-hornblende; 3 – quartz-K-feldspar-biotite; 4 – epidote-chlorite propylites; 5 – beresites with conjugated quartz-gold-sulfide veins; 6 – gabbro; 7 – diorites; 8 – granodiorites

Нарастание интенсивности преобразований сопровождалось замещением актинолита обыкновенной роговой обманкой с железистостью 23–38 %, лейкократовая часть породы представлена серицит-цоизит-альбитовым агрегатом с преобладанием альбита. Количественные соотношения альбита и амфибола непостоянны. На отдельных участках наблюдается укрупнение размеров зерен и пространственное обособление лейкократовых и меланократовых (горнблендиты) агрегатов.

Визуально альбит-роговообманковые метасоматиты похожи на диориты, но резко отличаются от них практически полным отсутствием магнетита и низкой

магнитной восприимчивостью, что позволяет надежно картировать их по характеру аномального магнитного поля, где они фиксируются обширными отрицательными аномалиями интенсивностью от –200 до –400 нТл (рис. 2, таблица). Значения магнитной восприимчивости приведены в безразмерных единицах Международной системы единиц (СИ).

Можно отметить, что горнблендиты характерны для фронтальной зоны альбит-амфиболовых метасоматитов, которые дальше, в северном направлении, сменяются кварцево-кашлипат-биотитовыми метасоматитами по гранодиоритам. В районе Варваринского месторождения кварцево-кашлипат-биотитовые мета-

соматиты накладываются на альбит-амфиболовые, что говорит о более позднем возрасте калиевого ме-

тасоматоза, постмагматический характер которого сомнений не вызывает.

Таблица. Магнитная восприимчивость пород и метасоматитов и содержание в них магнетита

Table. Magnetic susceptibility of rocks and metasomatites and the content of magnetite in them

Порода Rock	Количество замеров Number of measurements	Магнитная восприимчивость в $n \cdot 10^{-5}$ единиц СИ Magnetic susceptibility in $n \cdot 10^{-5}$ units in the SI system			Магнетит в пробах-протоколках Magnetite in samples	
		от from	до to	средняя medium	Число проб Number of samples	Среднее содержание, г/т Average content, g/t
Андезибазальты/Andesitebasalts	15	1005	3517	2135	2	2200
Габбро/Gabbro	12	6908	9546	8038	3	20175
Диориты/Diorites	25	1256	3140	2261	2	2540
Гранодиориты/Granodiorites	122	1130	2261	1520	3	2350
Альбит-актинолитовые метасоматиты Albite-actinolite metasomatites	23	1100	3400	2650	2	5380
Альбит-роговообманковые метасоматиты Albite-hornblende metasomatites	136	15	63	40	4	60
Калишпатизированные гранодиорит K-feldspathized granodiorites	158	754	2010	1231	3	1180
Биотитизированные гранодиориты Biotitized granodiorites	251	1256	4396	2763	2	6800
Пропилиты по калишпат-биотитовым метасоматитам Propylites after K-feldspar-biotite metasomatites	181	63	1507	427	2	410
Пропилиты по альбит-амфиболовым метасоматитам Propylites after albite-amphibole metasomatites	22	15	38	25	2	27
Березиты/Beresites	160	1	28	7	2	11

В отношении альбит-амфиболовых метасоматитов вопрос сложнее. Академик Ю.А. Кузнецов писал о том, что в массивах мартайгинского комплекса резкой границы между породами экзо- и эндоконтактных зон нет и можно говорить лишь о переходной зоне шириной в несколько километров, где встречаются как диоритовидные гибридные породы (то есть метасоматиты прогрессивного этапа), так и интрузивные диориты [6]. Учитывая то, что альбит-амфиболовый метасоматоз накладывается как на диоритизированные гибридные породы, так и на магматические гранодиориты, диориты и габбро, мы относим его к наиболее раннему этапу постмагматической деятельности, проявившемуся в приподошенной части массива.

В отличие от натровых метасоматитов, калиевые проявлены более локально и уверенно картируются по горным выработкам и керну скважин в виде зон мощностью в десятки и протяженностью в сотни метров. В центральных частях зон идет интенсивное замещение плагиоклазов калишпатом, а на их флангах – замещение роговой обманки биотитом (рис. 3, А, Б). Эти процессы находят отражение в магнитных свойствах пород (таблица), что облегчает картирование метасоматитов в пространстве.

Ослабленные зоны, к которым приурочен калиевый метасоматоз, использовались в дальнейшем пропилитизирующими растворами. Следствием этого является пространственное совмещение двух формаций метасоматитов. Пропилитизация тоже имеет площадной характер, но проявлена более локально, преимущественно в центральных частях зон калишпатизации (рис. 3, А, Б).

Хлорит-эпидотовый метасоматоз приводит к дальнейшей, весьма интенсивной, дифференциации пород по их магнитной восприимчивости. На фронте пропилитизации, обычно приуроченном к биотитовой зоне калиевых метасоматитов, магнитная восприимчивость резко возрастает. Это связано с тем, что начало хлоритизации биотита сопровождается синхронным отложением значительного количества магнетита (рис. 4). Видимо, это и есть главная причина высокой магнитности зон биотитизации. Дальнейшее возрастание интенсивности пропилитизации приводит к замещению магнетита немагнитными минералами, в том числе сульфидами, что неоднократно наблюдалось нами и другими исследователями на золоторудных месторождениях [8–10]. В итоге в центральных частях пропилитовых зон магнитная восприимчивость пород снижается в 3 раза в сравнении с исходными калишпатизированными гранодиоритами.

Пропилитизация проявлена на всей площади рудного поля, но с разной интенсивностью. В северной части массива, где хлорит-эпидотовый метасоматоз развит в максимальной степени, пропилиты фиксируются в аэромагнитном поле площадной отрицательной аномалией интенсивностью от 0 до –200 нТл. Южнее калишпат-биотитовые метасоматиты подверглись пропилитизации в меньшей степени, и в магнитном поле этот блок выделяется положительной аномалией интенсивностью до 300 нТл.

В процессе пропилитизации альбит-амфиболовых метасоматитов магнетит не образуется, и магнитная восприимчивость пород остается очень низкой (таблица).

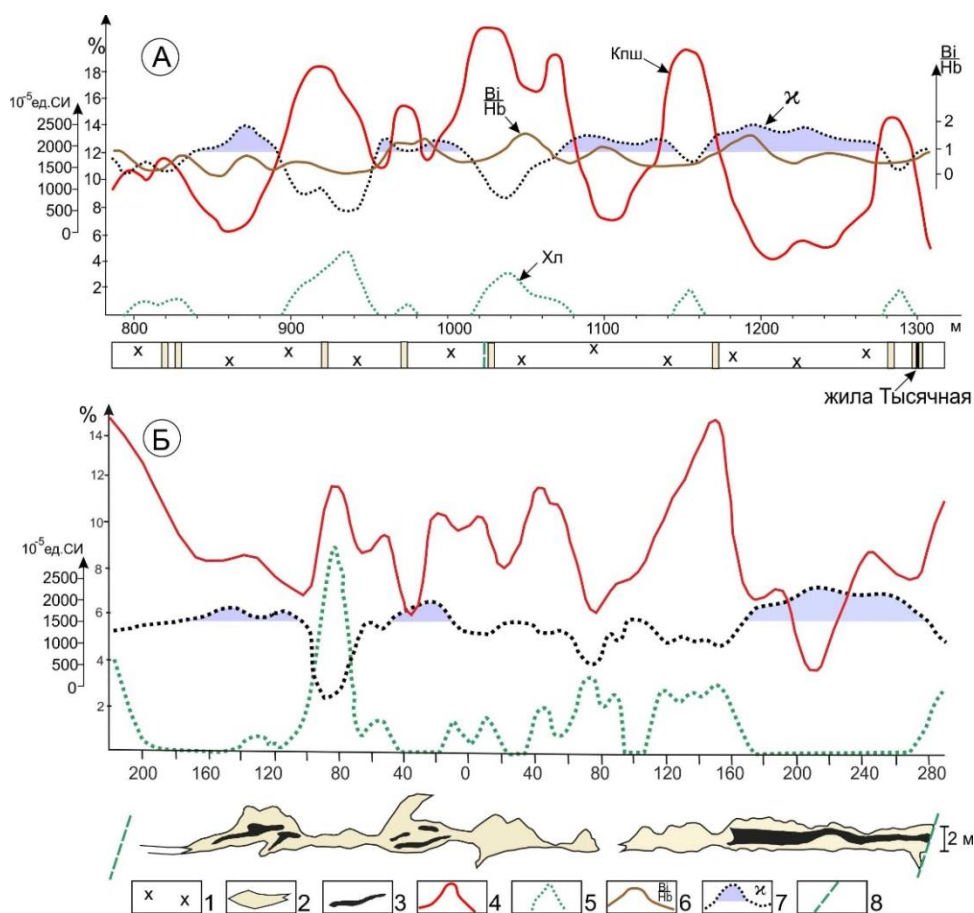


Рис. 3. Магнитная восприимчивость гранодиоритов и содержание в них постмагматических минералов: А) кверилаг Северный, горизонт +336 м; Б) штрек по жиле Тысячной, горизонт +336 м; 1 – гранодиориты; 2 – березиты; 3 – кварцево-сульфидные жилы; содержание минералов: 4 – калишпата; 5 – хлорита; 6 – отношение биотит/роговая обманка; 7 – магнитная восприимчивость гранодиоритов; 8 – дайки спессартитов

Fig. 3. Magnetic susceptibility of granodiorites and the content of postmagmatic minerals in them: A) Severny crosscut, horizon +336 m; B) drift along the vein Tysyachnaya, horizon +336 m; 1 – granodiorites; 2 – beresites; 3 – quartz-sulfide veins; mineral content: 4 – potassium feldspar; 5 – chlorite; 6 – biotite/hornblende ratio; 7 – magnetic susceptibility of granodiorites; 8 – spessartite dikes

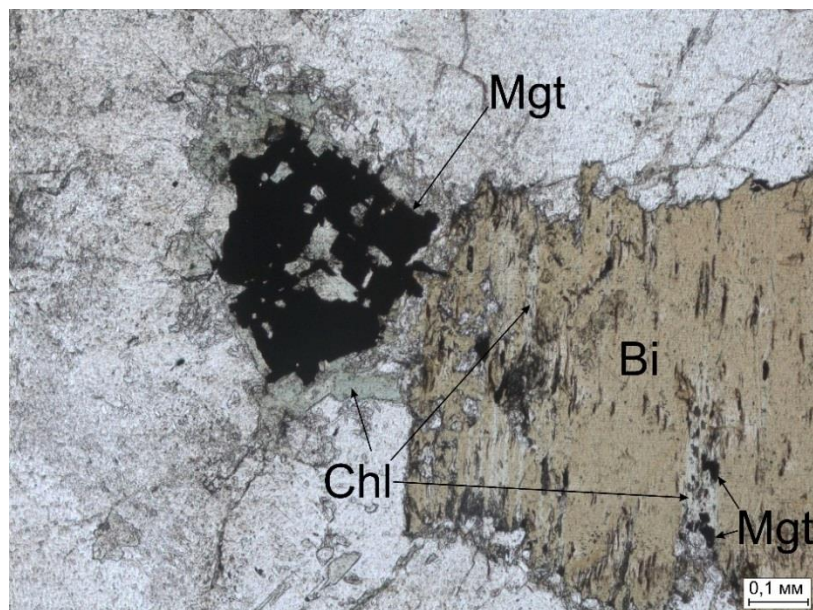


Рис. 4. Замещение биотита (Bi) магнетит (Mgt)-хлоритовым (Chl) агрегатом на фронте пропилитизации. В скрещенных николях

Fig. 4. Replacement of biotite (Bi) by magnetite (Mgt)-chlorite (Chl) aggregate at the propylitization front. In crossed nicols

Березиты с сопряженными кварцево-золото-сульфидными жилами тяготеют к тем же зонам повышенной проницаемости, что и пропилиты, локализуясь преимущественно по их периферии в оперяющих трещинах. В альбит-амфиболовых метасоматитах кварцевые жилы пространственно ассоциируют с горнблендитами и лейкократовыми разностями метадiorитов. Здесь же интенсивно проявлены более поздние кварцево-полевошпатовый метасоматоз и пропилитизация. Таким образом, кварцево-жильные пучки пространственно приурочены к своеобразным выступам массива, которые, вероятно, фиксируют пути продвижения интрателлурических (трансмагматических), а затем и постмагматических флюидов.

В составе колонки березитов по гранодиоритам (кварцево-мусковит-анкеритовая фация) нами выделено 8 метасоматических зон [11]:

1. Плаггиоклаз, калишпат, хлорит, кварц, магнетит.
2. Плаггиоклаз, калишпат, хлорит, кварц, пирит.
3. Плаггиоклаз, калишпат, кварц, анкерит, серицит, пирит.
4. Анкерит, серицит, калишпат, кварц, пирит.
5. Анкерит, серицит, кварц, пирит.
6. Мусковит, кварц, пирит.
7. Мусковит, кварц.
8. Кварц.

По мере выклинивания жильной структуры из колонки березитов последовательно выпадают внутренние зоны.

С севера на юг рудного поля, с приближением к глубинному разлому, мощность колонки околожильных березитов уменьшается с 1...3 до 0,5...0,7 м. При этом кварцево-серицит-анкеритовая фация сменяется более высокотемпературной кварцево-мусковитовой. В березитах анкеритовой фации, развивающихся по дайкам основного состава, с севера на юг существенно возрастает количество серицита (с 5...10 до 30 %).

Вертикальная зональность березитов заключается в уменьшении с глубиной относительной мощности внутренних зон метасоматической колонки на фоне возрастания ее общей мощности. Последнее связано со слиянием на глубине отдельных жил и апофиз в общую зону березитизации с прожилковым окварцеванием.

В составе золотоносных жил рудного поля описано свыше 60 минералов, главными из которых являются кварц, пирит, арсенопирит, галенит, сфалерит, кальцит, халькопирит, второстепенными – блеклые руды, молибденит, шеелит, пирротин, магнетит, турмалин, теллуриды и сульфосоли, золото. Процесс рудообразования можно подразделить на четыре ступени: кварцево-пиритовую, арсенопиритовую, полисульфидную и теллуридно-сульфосольную. Золото пространственно ассоциирует со всеми сульфидами, максимальные его концентрации приурочены к участкам совмещения нескольких минеральных ассоциаций.

Детальный анализ процесса рудоотложения заслуживает отдельной публикации, поэтому здесь приведем только информацию, касающуюся зональности в размещении рудных минералов.

Минеральная зональность в масштабах рудного поля проявлена очень контрастно, что в литературе отмечалось неоднократно [11, 12]. С юга на север, по мере удаления от глубинного разлома, последовательно сменяют друг друга такие зоны (по характерным минералам): турмалиновая, шеелитовая, халькопирит-молибденитовая, галенит-сфалеритовая, арсенопиритовая (рис. 1). В этом же направлении количество сульфидов в жилах возрастает с 5...8 до 50...80 %. Сходным образом изменяются в пространстве характер термо-ЭДС пирита, термолюминесцентные свойства жильного кварца, проба золота. Температура рудообразования с юга на север рудного поля снижается в среднем на 100° (с 240...270 до 140...170 °C).

В составе гипогенной теллуридно-сульфосольной минерализации нами выявлены (в порядке отложения): халькопирит-2 (CuFeS_2) → блеклая руда $\text{Cu}_{12}(\text{Sb}_{1,4}\text{As}_{0,6})_4\text{S}_{13}$ → галенит-2 PbS → (гессит Ag_2Te , штютцит Ag_5Te_3) → (матильдит AgBiS_2 , волинскит AgBiTe_2) → козалин $(\text{Pb}_2\text{Bi}_2\text{S}_5)$ → (тетрадимит $\text{Bi}_2\text{Te}_2\text{S}$, жозеит $\text{Bi}_4\text{Te}_2\text{S}$) → (теллуридовисмутит Bi_2Te_3 , пильзенит $\text{Bi}_{11}\text{Te}_{10}$, верлит Bi_3Te_2 , густавит Bi_3S_6). На южном фланге рудного поля (Бурлевское месторождение) выявлены только теллуридовисмутит и тетрадимит, на Хребтовом месторождении набор перечисленных минералов максимально разнообразный, на северном фланге (Октябрьское месторождение) выявлены только халькопирит-2, блеклая руда и галенит-2. Зональность отложения поздней минерализации, таким образом, является центростремительной по отношению к Кузнецко-Алтайскому глубинному разлому.

Отчетливо проявляется горизонтальная зональность и в широтном направлении, по простиранию жил. Она заключается в распространении поздних золотоносных парагенезисов в центральных частях жил и преобладании ранней кварцево-пиритовой минерализации на их периферии. Кроме того, на западных флангах жильных пучков преобладает более поздняя минерализация, чем на восточных.

Вертикальная зональность минерального состава руд до глубин 900...1000 м по падению жил слабо контрастна и заключается в незначительном увеличении температуры гомогенизации жильного кварца, возрастании доли пиритов с электронным типом проводимости и изменении кристалломорфологических свойств пирита. Зональность кварцево-сульфидных линз контрастная, центростремительная, с сокращением площади минералоотложения от ранних ступеней к поздним.

Замечательной особенностью локализации золотого оруденения является приуроченность его к высокомагнитным блокам в гранитоидах на всех иерархических уровнях, вплоть до отдельных рудных столбов (рис. 2, 5). Эта особенность в отношении локализованного в гранитоидах золотого оруденения неоднократно отмечалась в публикациях, посвященных геофизическим исследованиям, где объяснялась возможным воздействием метасоматических процессов, без их детализации [13, 14].

Полученные нами данные позволяют утверждать, что золотое оруденение формируется на выходе гидротермальных растворов из объемных высокопроницаемых зон (низкомагнитные калишпатизированные и пропилитизированные гранодиориты) в трещины-ловушки на их периферии (высокомагнитные биотитизированные гранодиориты). Рудоподводящими флюидопроводниками, судя по рисунку магнитного поля, являлись дайки спессартитов, интенсивно пропилитизированные и березитизированные. Вмещающие дайки разломы, падающие под углом около 80° на юго-запад, дренировали на глубине рудоконтролирующий Кузнецко-Алтайский разлом, а оперяющие их субширотные дайки нередко

сами являются рудными телами вместе с приуроченными к ним кварцево-сульфидными жилами.

Объяснить все перечисленные факты только наличием остаточных рудогенерирующих очагов в гранитоидах не представляется возможным, поскольку определяющая роль Кузнецко-Алтайского глубинного разлома в размещении всех фаций гидротермалитов очевидна. Латеральная зональность в этом случае может объясняться различной глубиной залегания рудоконтролирующего разлома, а малая контрастность вертикальной зональности обусловлена термостатированными условиями рудоотложения при очень быстром заполнении рудовмещающих трещин.

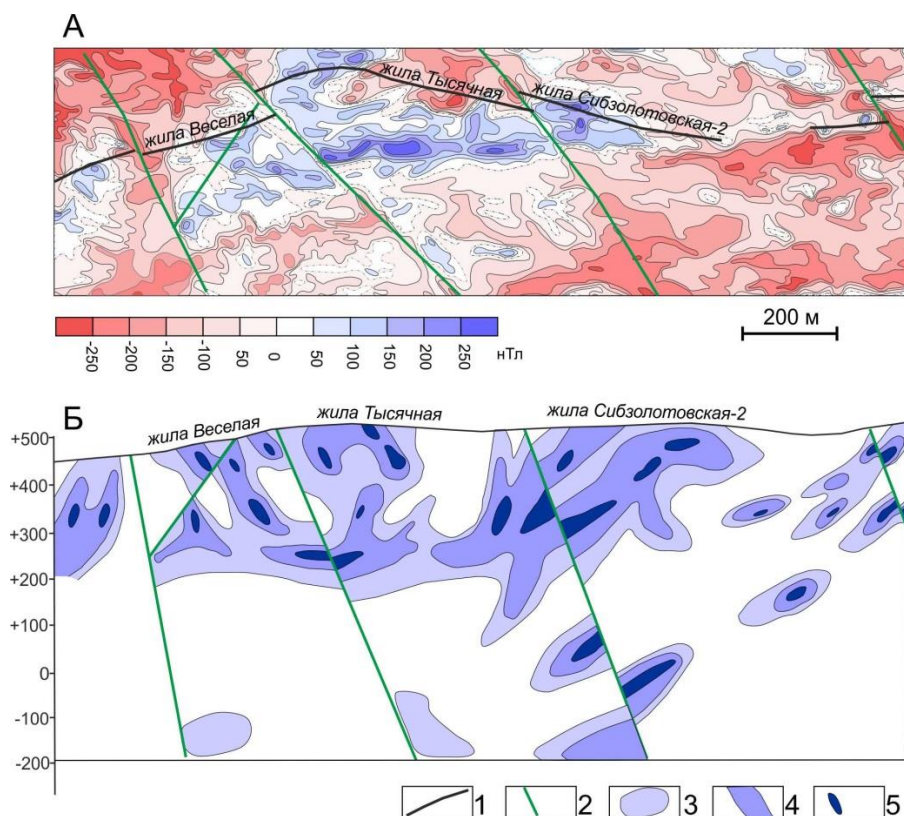


Рис. 5. Положение жил Октябрьского месторождения в магнитном поле (А) и распределение золото-сульфидной минерализации в плоскости жил (Б); 1 – выход жил на поверхность; 2 – дайки спессартитов; сульфидные минеральные парагенезисы: 3 – пирит+кварц; 4 – пирит+арсенопирит; 5 – сфалерит+галенит+халькопирит±пирротин

Fig. 5. Position of the veins of the Oktyabrskoe deposit in a magnetic field (A) and distribution of gold-sulfide mineralization in the plane of the veins (B); 1 – exit of veins to the surface; 2 – spessartite dikes; sulfide mineral paragenesis: 3 – pyrite+quartz; 4 – pyrite+arsenopyrite; 5 – sphalerite+galena+chalcopyrite±pyrrhotite

Связь оруденения с магматизмом, таким образом, является опосредованной, парагенетической, как это в большинстве случаев интерпретируется и для зарубежных месторождений [15–19].

Кузнецко-Алтайский глубинный разлом рассматривается в настоящее время как палеозона Заварицко-Беньофа, с которой связаны процессы субдукции и последующей коллизии с формированием вулканических и магматических комплексов и, в конечном итоге, золотого оруденения [2, 3]. Главный сместитель разлома падает под углом 70° в восточном направлении. По данным Л.В. Алабина, практически все золоторудные месторождения Кузнецкого Алатау локали-

зуются вдоль Кузнецко-Алтайского глубинного разлома, формируя Главный золоторудный металлогенетический пояс Кузнецкого Алатау протяженностью в 600 км при ширине в первые десятки км [20].

Простые геометрические построения показывают, что главный сместитель Кузнецко-Алтайского разлома в южной части рудного поля (Бурлевское месторождение) находится на глубине около 3 км, а на северном фланге (Октябрьское месторождение) – на глубине 12...15 км. Исходя из этого, вертикальный интервал многоярусного оруденения составляет не менее 10 км, а протяженность отдельных минералогических зон (месторождений), приуроченных к со-

пряжению глубинного разлома с поперечными структурами, – около 2 км. Близкие цифры приводят в своем обзоре по сходным рудно-метасоматическим системам мира американские геологи [21, 25, 26]. Решающая роль структурных факторов в размещении золотого оруденения, в том числе магматогенного, отмечается многими исследователями [23–30]. Соответственно, градиент изменения температуры рудообразующих растворов в вертикальном направлении можно оценить в 10 градусов на километр, что вполне согласуется с результатами изучения газово-жидких включений. Находит объяснение и горизонтальная зональность по простиранию жильных пучков: на восточных флангах жил рудоподводящие дайки-флюидопроводники вскрывали источник флюидов на большей глубине, чем на западных.

Заключение

Центральное рудное поле представляет собой идеальный объект для исследования кварцево-жильного золотого оруденения, связанного со становлением так называемых гранитоидных массивов «пестрого состава». С такими массивами в пределах Алтае-Саянской складчатой области повсеместно пространственно связано золотое оруденение, причем не только кварцево-жильного типа, что позволяет в отношении генезиса руд трактовать полученные результаты более широко.

Закартированные авторами продукты постмагматической гидротермальной деятельности объединены в 4 формации, сменяющие друг друга во времени и пространстве: 1) альбит-амфиболовых метасоматитов;

2) кварцево-калшпат-биотитовых метасоматитов; 3) эпидот-хлоритовых пропилитов и 4) березитов с сопряженными кварцево-золото-сульфидными жилами.

Наиболее ранние альбит-амфиболовые метасоматиты приурочены к приподошвенной части гранитоидного массива и выше по разрезу (и с юга на север рудного поля) сменяются сначала кварцево-калшпат-биотитовыми метасоматитами, а затем эпидот-хлоритовыми пропилитами. Околожильные березиты накладываются на все предшествующие метасоматиты. При этом в зоне развития альбит-амфиболовых метасоматитов березиты имеют кварцево-мусковитовый состав, а руды представлены малосульфидными кварцевыми жилами. С юга на север рудного поля (и снизу вверх в рудно-метасоматической колонне) кварцево-мусковитовые березиты сменяются кварцево-карбонат-серицитовыми, а сульфидность жил последовательно возрастает вплоть до 50...80 %.

Многоярусное золотое оруденение приурочено к узлам сопряжения Кузнецко-Алтайского глубинного разлома с поперечными рудоконтролирующими структурами, вещественным выражением которых являются пояса интенсивно пропилитизированных и березитизированных даек лампрофиров. Протяженность по вертикали отдельных ярусов (месторождений) – около 2 км, общая вертикальная протяженность рудно-метасоматической колонны при современном уровне среза – до 10 км.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта FSWW-2023-0010.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Корреляция магматических и метаморфических комплексов западной части Алтае-Саянской складчатой области / С.П. Шокальский, Г.А. Бабин, А.Г. Владимиров, С.М. Борисов. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 187 с.
2. Куртигешев В.С., Токарев В.Н. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200000. Издание второе. Серия Кузбасская. Лист N-45-X (Центральный). Объяснительная записка. – СПб: Картфабрика ВСЕГЕИ, 2008. – 171 с.
3. Пириты золоторудных месторождений (свойства, зональность, практическое применение) / А.Ф. Коробейников, В.А. Нарсеев, А.Я. Пшеничкин и др. – М.: ЦНИГРИ, 1993. – 216 с.
4. Алабин Л.В. Центральнинский массив Мартайгинского гранитоидного комплекса (Кузнецкий Алатау) // Магматические формации Сибири и Дальнего Востока. – М.: Наука, 1971. – С. 169–213.
5. Хомичев В.Л., Алабин Л.В., Курмей А.Е. Центральный массив – эталон мартайгинского гранитоидного комплекса (Кузнецкий Алатау). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1994. – 160 с.
6. Кузнецов Ю.А. Главные типы магматических формаций. – Новосибирск: Наука, 1989. – 394 с.
7. Коржинский Д.С. Основы метасоматизма и метамагматизма. Избранные труды. – М.: Наука, 1993. – 239 с.
8. Минералогия руд Сохатинского золоторудного месторождения (Северо-Восток Азии, Россия) / Т.В. Тимкин, В.Г. Ворошилов, М.В. Юркова, М. Зиани // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 4. – С. 53–65.
9. Replacement of magnetite by pyrite under hydrothermal conditions / G. Qian, A. Pring, J. Brugger, W.M. Skinner, G. Chen // Journal of Geochemical Exploration. – 2009. – V. 101 – № 1. – С. 83.
10. Invisible gold in arsenian pyrite and arsenopyrite from a multistage Archaean gold deposit: Sunrise Dam, Eastern Goldfields Province, Western Australia / Y.H. Sung, J. Brugger, C. Ciobanu, A. Pring, W. Skinner, M. Nugus // Mineralium Deposita. – 2009. – V. 44. – P. 765–791.
11. Ворошилов В.Г. Условия формирования Центрального рудного поля в гранитоидах (Кузнецкий Алатау) // Руды и металлы. – 1995. – № 3. – С. 68–80.
12. Баженов В.И. О проявлении горизонтальной зональности оруденения в Центральном рудном поле // Известия Томского политехнического института. – 1971. – Т. 177. – С. 3–9.
13. Ерофеев Л.Я., Орехов А.Н. Геолого-геофизические условия на золоторудных полях Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 81–86.
14. Ерофеев Л.Я. О характере и природе изменчивости магнитной восприимчивости гранитоидов // Геофизика. – 2003. – № 5. – С. 63–66.
15. Orogenic gold deposits: a proposed classification in the context of their crustal distribution and relation ship to other gold deposit types / D. Groves, R. Goldfarb, M. Gebre-Mariam, S. Hagemann, F. Robert // Ore Geology Reviews. – 1998. – V. 13. – № 1–5. – P. 7–27.
16. Gold deposits in metamorphic belts: overview of current understanding, outstanding problems, future research, and exploration significance / D. Groves, R. Goldfarb, F. Robert, C.J.R. Hart // Economic Geology. – 2003. – V. 98. – № 1. – P. 1–29.
17. Distribution, character and genesis of Gold Deposits in Metamorphic terranes / R.J. Goldfarb, T. Baker, B. Dube, D.I. Groves, C.J.R. Hart, P. Gosselin // Economic Geology. – 2005. – 100th Anniversary Volume. – P. 407–450.
18. Zoheir B.A. Controls on lode gold mineralization, Romite deposit, South Eastern Desert, Egypt // Geoscience Frontiers. – 2012. – V. 3. – № 5. – P. 571–585.

19. Orogenic gold mineralization at the Chah Bagh deposit, Muteh gold district, Iran / H. Kouhestani, N. Rashidnejad, E. Rastad, M. Mohajjel, R. Goldfarb, M. Ghaderi // *Journal of Asian Earth Science*. – 2014. – V. 91. – P. 89–106.
20. Алабин Л.В., Калинин Ю.А. Металлогения золота Кузнецкого Алатау. – Новосибирск: Наука, 1999. – 237 с.
21. Goldfarb R.J., Groves D.I., Gardoll S. Orogenic gold and geologic time: a global synthesis // *Ore geology reviews*. – 2001. – V. 18. – P. 1–5.
22. Chen Y.J. Orogenic-type deposits and their metallogenic model and exploration potential // *Geology in China*. – 2006. – V. 33. – № 6. – P. 1181–1196.
23. Волков А.В., Сидоров А.А. Прогнозно-поисковая модель месторождений золота, связанных с интрузивами гранитоидов арктической зоны России // *Арктика: экология и экономика*. – 2018. – Т. 31. – № 3. – С. 84–98.
24. Некрасов Е.М. Локализация руд золота в разломах разных типов // *Известия вузов. Геология и разведка*. – 2019. – № 6. – С. 33–43.
25. Возраст золотого оруденения месторождения Унгличкан (Дальний Восток России): результаты $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ геохронологических исследований / А.Ю. Кадашникова, А.А. Сорокин, В.А. Пономарчук, А.В. Травин, А.В. Пономарчук // *Геология и геофизика*. – 2022. – Т. 63. – № 2. – С. 219–229.
26. Дамдинов Б.Б. Минеральные типы месторождений золота и закономерности их размещения в юго-восточной части Восточного Саяна // *Геология рудных месторождений*. – 2019. – Т. 61. – № 2. – С. 23–38.
27. Шарова Т.В., Ревинский Ю.А. «Чуждые» минеральные ассоциации и многоярусность золоторудного месторождения Джамгыр (Западный Тянь-Шань) // *Международный исследовательский журнал*. – 2021. – Т. 103. – № 1–2. – С. 30–36.
28. Alteration and mineralization patterns in orogenic gold deposits: constraints from deposit observation and thermodynamic modeling / Li H., Qingfei W., Yang L., Dong C. // *Chemical Geology*. – 2022. – V. 607. – № 4. – P. 121012.
29. Tibetan ore deposits: a conjunction of accretionary orogeny and continental collision / J. Deng, Q. Wang, X. Sun, L. Yang, D. Groves, Q. Shu, L. Gao, L. Yang, K. Qiu, C. Wang, C. Dong // *Earth-Science Reviews*. – 2022. – V. 235. – P. 104245.
30. Goldfarb R.J., Iain Pitcairn I. Orogenic gold: is a genetic association with magmatism realistic? // *Mineralium Deposita*. – 2023. – V. 58. – P. 5–35.

Поступила: 03.03.2023 г.

Прошла рецензирование: 20.03.2023 г.

Информация об авторах

Ворошилов В.Г., доктор геолого-минералогических наук, профессор, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Молукпаева Д.К., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Тимкин Т.В., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Савинова О.В., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

GENESIS AND MINERAL-GEOCHEMICAL ZONING OF THE QUARTZ-VEIN GOLD DEPOSIT TSENTRALNOE (KUZNETSK ALATAU)

Valery G. Voroshilov¹,
v_g_v@tpu.ru

Diana K. Molukpaeva¹,
dkm3@tpu.ru

Timofey V. Timkin¹,
timkin@tpu.ru

Olesya V. Savinova¹,
logvinenkoov@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. The peculiarity of the Tsentralnoe ore field consists in the fact that gold mineralization is entirely localized within the initially homogeneous granitoid massif, therefore, the identified mineral-geochemical zoning is almost entirely caused by superimposed post-magmatic processes. The ore-metasomatic zoning is extremely contrasting and is fixed by various methods, both traditional and the most modern. This creates a unique opportunity to refine and improve the model of formation of gold mineralization, which is widely manifested in the Altai-Sayan folded region, associated with the formation of granitoid massifs of «variegated composition».

The purpose of the research is to study postmagmatic hydrothermal-metasomatic processes and the zoning of their location in the Tsentralnoe gold field (Kuznetsk Alatau); substantiate the genetic model of the formation of gold mineralization in the ore field.

Objects: granitoids, metasomatites and ores of the Tsentralnoe ore field (Kuznetsk Alatau)

Methods: detailed mineralogical and geochemical mapping, optical and electron microscopy, microprobe analysis, study of the typomorphic properties of minerals.

Results. The products of postmagmatic hydrothermal activity mapped by the authors are combined into four formations that replace each other in time and space: 1) albite-amphibole metasomatites; 2) quartz-K-feldspar-biotite metasomatites; 3) epidote-chlorite propylites; 4) beresites with conjugated quartz-gold-sulfide veins. The earliest albite-amphibole metasomatites are confined to the bottom part of the granitoid massif and higher along the section (and from south to north) are replaced first by quartz-K-feldspar-biotite metasomatites, and then by epidote-chlorite propylites. Near-vein beresites are superimposed on all previous metasomatites. At the same time, in the zone of development of albite-amphibole metasomatites, beresites have a quartz-muscovite composition, and ores are represented by low-sulfide quartz veins. From south to north (and from bottom to top), quartz-muscovite beresites are replaced by quartz-carbonate-sericite ones, and the sulfide content of the veins consistently increases up to 50–80 %. A model is proposed for the formation of multi-tiered gold mineralization with the determining ore-controlling role of the Kuznetsk-Altai deep fault.

Key words:

gold deposits, metasomatism, ore-metasomatic zoning, Tsentralnoe ore field, Kuznetsk Alatau.

The research was financially supported by the project FSWW-2023-0010.

REFERENCES

- Shokalskiy S.P., Babin G.A., Vladimirov A.G., Borisov S.M. *Korrelatsiya magmaticheskikh i metamorficheskikh kompleksov zapadnoy chasti Altae-Sayanskoy skladchatoy oblasti* [Correlation of igneous and metamorphic complexes of the western part of the Altai-Sayan folded area]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2000. 187 p.
- Kurtigeshev V.S., Tokarev V.N. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii masshtaba 1:200000. Izdanie vtoroe. Seriya Kuzbasskaya. List N-45-X (Tsentralny). Obyasnitelnaya zapiska* [State geological map of the Russian Federation, scale 1:200000. Second edition. Kuzbass series. Sheet N-45-X (Central). Explanatory letter]. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 2008. 171 p.
- Korobeynikov A.F., Narseev V.A., Pshenichkin A.Ya., Revyakina P.S., Arifulov Ch.Kh. *Pirity zolotorudnykh mestorozhdeniy (svoystva, zonalnost, prakticheskoe primeneniye)* [Pyrites of gold deposits (properties, zoning, practical application)]. Moscow, TsNIGRI Publ., 1993. 216 p.
- Alabin L.V. *Tsentralninskiy massiv Martayginskogo granitoidnogo kompleksa (Kuznetskiy Alatau)* [Centralnaya massif of the Martaiga granitoid complex (Kuznetsk Alatau)]. *Magmaticheskii formatsii Sibiri i Dalnego Vostoka* [Igneous formations of Siberia and Far East]. Moscow, Nauka Publ., 1971. pp. 169–213.
- Khomich V.L., Alabin L.V., Kurney A.E. *Tsentralny massiv – etalon martayginskogo granitoidnogo kompleksa (Kuznetskiy Alatau)* [The central massif is the standard of the Martaiga granitoid complex (Kuznetsk Alatau)]. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 1994. 160 p.
- Kuznetsov Yu.A. *Glavnye tipy magmaticheskikh formatsiy* [Main types of igneous formations]. Novosibirsk, Nauka, 1989. 394 p.
- Korzhinsky D.S. *Osnovy metasomatizma i metamagmatizma. Izbrannye trudy* [Fundamentals of metasomatism and metamagmatism. Selected writings]. Moscow, Nauka Publ., 1993. 239 p.
- Timkin T.V., Voroshilov V.G., Yurkova M.V., Mansour Z. Ore mineralogy of Sokhatiny gold deposit (Northeast Asia, Russia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 4, pp. 53–65. In Rus.
- Qian G., Pring A., Brugger J., Skinner W.M., Chen G. Replacement of magnetite by pyrite under hydrothermal conditions. *Journal of Geochemical Exploration*, 2009, vol. 101, no. 1, pp. 83.
- Sung Y.H., Brugger J., Ciobanu C., Pring A., Skinner W., Nugus M. Invisible gold in arsenian pyrite and arsenopyrite from a multi-stage Archean gold deposit: Sunrise Dam, Eastern Goldfields

- Province, Western Australia. *Mineralium Deposita*, 2009, vol. 44, pp. 765–791.
11. Voroshilov V.G. Conditions for the formation of the Central ore field in granitoids (Kuznetsk Alatau). *Ores and Metals*, 1995, no. 3, pp. 68–80. In Rus.
 12. Bazhenov V.I. On the manifestation of horizontal zoning of mineralization in the Central ore field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic Institute*, 1971, vol. 177, pp. 3–9. In Rus.
 13. Erofeev L.Ya., Orekhov A.N. Geological and geophysical conditions in the gold fields of Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 324, no. 1, pp. 81–86. In Rus.
 14. Erofeev L.Ya. On the nature and nature of the variability of the magnetic susceptibility of granitoids. *Geophysics*, 2003, no. 5, pp. 63–66. In Rus.
 15. Groves D., Goldfarb R., Gebre-Mariam M., Hagemann S., Robert F. Orogenic gold deposits: a proposed classification in the context of their crustal distribution and relationship to other gold deposit types. *Ore Geology Reviews*, 1998, vol. 13, no. 1–5, pp. 7–27.
 16. Groves D., Goldfarb R., Robert F., Hart C.J.R. Gold deposits in metamorphic belts: overview of current understanding, outstanding problems, future research, and exploration significance. *Economic Geology*, 2003, vol. 98, no. 1, pp. 1–29.
 17. Goldfarb R.J., Baker T., Dubé B., Groves D.I., Hart C.J.R., Gosselin P. Distribution, character and genesis of Gold Deposits in Metamorphic terranes. *Economic Geol.*, 2005, 100th anniversary volume, pp. 407–450.
 18. Zoheir B.A. Controls on lode gold mineralization, Romite deposit, South Eastern Desert, Egypt. *Geoscience Frontiers*, 2012, vol. 3, no. 5, pp. 571–585.
 19. Kouhestani H., Rashidnejad-Omran N., Rastad E., Mohajjel M., Goldfarb R.J., Ghaderi M. Orogenic gold mineralization at the Chah Bagh deposit, Muteh gold district, Iran. *Journal of Asian Earth Science*, 2014, vol. 91, pp. 89–106.
 20. Alabin L.V., Kalinin Yu.A. *Metallogeniya zolota Kuznetskogo Alatau* [Metallogeny of gold in the Kuznetsk Alatau]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1999. 237 p.
 21. Goldfarb R.J., Groves D.I., Gardoll S. Orogenic gold and geologic time: a global synthesis. *Ore geology reviews*, 2001, vol. 18, pp. 1–5.
 22. Chen Y.J. Orogenic-type deposits and their metallogenic model and exploration potential. *Geology in China*, 2006, vol. 33, no. 6, pp. 1181–1196.
 23. Volkov A.V., Sidorov A.A. Forecast exploration model of gold deposits associated with granitoid intrusions of the Russian arctic zone. *Arctic Ecology Economy*, 2018, vol. 31, no. 3, pp. 84–98. In Rus.
 24. Nekrasov E.M. Localisation of gold ores in faults of different types. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and exploration*, 2019, no. 6, pp. 33–43. In Rus.
 25. Kadashnikova A.Y., Sorokin A.A., Ponomarchuk A.V., Trav-in A.V., Ponomarchuk V.A. The age of gold mineralization of the Unglichikan deposit (Russian Far East): results of 40Ar/39Ar dating. *Russian Geology and Geophysics*, 2022, vol. 63, no. 2, pp. 184–192.
 26. Daminov B.B. Mineral types of gold deposits and regularities of their localization in southeastern East Sayan. *Geology of Ore Deposits*, 2019, vol. 61, no. 2, pp. 23–38. In Rus.
 27. Sharova T.V., Revinsky Yu.A. «Foreign» mineral associations and multi-stage nature of the Jamgyr gold deposit (Western Tien-Shan). *International scientific journal*, 2021, vol. 103, no. 1–2, pp. 30–36. In Rus.
 28. Li H., Qingfei W., Yang L., Dong C. Alteration and mineralization patterns in orogenic gold deposits: Constraints from deposit observation and thermodynamic modeling. *Chemical Geology*, 2022, vol. 607, no. 4, pp. 121012.
 29. Deng J., Wang Q., Sun X., Yang L., Groves D., Shu Q., Gao L., Yang L., Qiu K., Wang C., Dong C. Tibetan ore deposits: a conjunction of accretionary orogeny and continental collision. *Earth-Science Reviews*, 2022, vol. 235, pp. 104245.
 30. Goldfarb R.J., Iain Pitcairn I. Orogenic gold: is a genetic association with magmatism realistic? *Mineralium Deposita*, 2023, vol. 58, pp. 5–35.

Received: 3 March 2023.

Reviewed: 20 March 2023.

Information about the authors

Valery G. Voroshilov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Diana K. Molukpaeva, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Timofey V. Timkin, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Olesya V. Savinova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 620.91

СНИЖЕНИЕ ТЕЛОПРИТОКОВ К ГЕОТЕРМАЛЬНЫМ ТЕЛООБМЕННИКАМ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Половников Вячеслав Юрьевич¹,
polovnikov@tpu.ru

Шелемехова Софья Дмитриевна¹,
shelemehovaaa@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования обусловлена колоссальным энергетическим потенциалом геотермальной и петротермальной энергетики. Он призван стимулировать проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области геотермальных технологий. Развитие технологий использования геотермальной и петротермальной энергии в РФ тормозится рядом обстоятельств. Основными сдерживающими факторами являются: конкуренция со стороны традиционной энергетики, проблемы с законодательной базой и отсутствие актуальных направлений исследований и разработок. В настоящее время имеет место отставание России в области освоения геотермальных ресурсов от соответствующего мирового уровня развития.

Цель: оценка влияния конденсации в конструкции геотермального теплообменника на изменение теплопритоков к нему.

Объект: типичная конструкция геотермального теплообменника, состоящего из металлического трубопровода и обсадной цементной колонны. Полость между трубопроводом и обсадной колонной заполнена засыпкой из увлажненного песка.

Методы. Численный анализ процессов переноса тепла выполнен с применением обоснованной разностной сетки и шагов интегрирования по времени. Обоснованность и достоверность результатов численного анализа температурных полей в зонах размещения геотермальных теплообменников следует из проведенных проверок используемого метода на сходимость и устойчивость решений на множестве сеток, выполнения условий баланса энергии на границах области расчета, а также подтверждается сравнением результатов с данными других авторов. Использовался метод конечных разностей и неявная разностная схема. Особенности решения задачи являлись разрыв значений теплофизических свойств на границах разделов и наличие нелинейного члена в граничном условии.

Результаты. Проведено численное исследование влияния конденсации пара в конструкции геотермального теплообменника на снижение теплопритоков в рассматриваемой системе. Выявлено, что конденсация пара приводит к снижению теплопритоков на 4,55–31,19 %. Показано, что применение даже сравнительно простых моделей теплопереноса позволяет прогнозировать изменение теплопритоков к геотермальному теплообменнику в условиях конденсации пара в его конструкции при длительной эксплуатации.

Ключевые слова:

геотермальная энергия, геотермальный теплообменник, математическое моделирование, теплопритоки, конденсация.

Введение

Использование геотермальной энергии в России сдерживается по ряду причин, одной из которых является отсутствие актуальных направлений исследований и разработок [1].

Ежегодно более 1,5 тысяч публикаций индексируется в международных базах данных по всем аспектам геотермальных технологий (от бальнеологии до извлечения из термальных вод ценных химикатов).

Наиболее перспективными направлениями исследований в мировой науке в настоящее время (относительно энергетического использования геотермальных ресурсов) являются следующие:

1. Развитие технологий тепловых насосов.
2. Развитие технологий бинарных циклов.
3. Развитие технологий использования глубинной энергии недр.

Общее представление о современном состоянии исследований в России и мире по рассматриваемой проблематике можно получить из многочисленных обзорных работ, например [1–5].

По исследованиям, связанным с моделированием процессов теплопереноса в геотермальных си-

стемах, каждый год индексируется ведущими базами данных 25–30 статей. Анализ этих публикаций за последний год позволил выделить следующие основные направления работ:

1. Исследования режимов работы и повышения эффективности скважных теплообменников различных конфигураций [6–10].
2. Исследования процессов теплопереноса в зонах размещения геотермальных теплообменников [11–15].

По указанным направлениям проводятся экспериментальные [16, 17] и теоретические [18–21] работы. При этом в последнем блоке исследований традиционно можно выделить аналитические [18, 19] и численные [20, 21] подходы к анализу режимов работы рассматриваемых систем.

Наиболее распространенными конфигурациями грунтовых теплообменников являются [9, 10] коаксиальное и U-образное исполнения. Необходимость обеспечения надежного теплового контакта между теплообменником и окружающей его горячей породой приводит к использованию разнообразных засыпок. В качестве засыпок используются различные материалы, в том числе и увлажненный песок.

Неоднократно показаны экономическая (например, для труднодоступных или отдаленных районов) и экологическая целесообразность эксплуатации геотермальных ресурсов [1–3]. Однако известны исследования, например [22], указывающие на более ранний (чем проектный) вывод из эксплуатации геотермальных систем, связанный с обратной закачкой теплоносителя. Еще одним наиболее вероятным фактором, который может привести к негативным следствиям при эксплуатации геотермальных теплообменников, является наличие фазовых переходов и процессов переноса массы в конструкциях и зонах их размещения.

Целью данной работы является оценка снижения теплопритоков к геотермальным теплообменникам в условиях длительной эксплуатации. Анализ современных публикаций, например [6–22], показал, что подобных исследований не проводилось.

Постановка задачи

При постановке задачи рассматривалась типичная конструкция теплообменника (рис. 1), используемого при эксплуатации геотермальных систем различного назначения. Рассматриваемая система состояла из трубопровода и обсадной цементной колонны. В полости – 2 (между трубопроводом и обсадной колонной) находится засыпка из увлажненного песка [23]. Подобные конструкции скважин используются для обеспечения надежного теплового контакта между элементами рассматриваемой системы, а также для возможности организации быстрого ремонта или демонтажа оборудования.

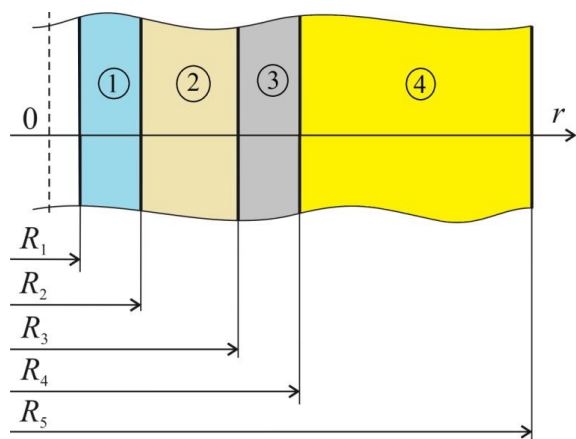


Рис. 1. Схема области решения: 1 – трубопровод; 2 – засыпка; 3 – обсадная колонна; 4 – разогретые породы

Fig. 1. Solution area: 1 – pipeline; 2 – backfill; 3 – casing string; 4 – heated rocks

Предполагается, что до начала работы скважного теплообменника вода, содержащаяся в засыпке, при контакте с разогретыми элементами рассматриваемой системы переходит в парообразное состояние. Низкотемпературный энергоноситель охлаждает рассматриваемую систему (рис. 1), а пар, находящийся в засыпке, конденсируется на «холодном» трубопроводе. Предполагается, что на протяжении всего периода

эксплуатации реализуется вышеописанный процесс конденсации. Следствием конденсации пара является увеличение температуры стенки трубы и снижение теплопритоков к энергоносителю.

Анализ снижения теплопритоков к геотермальным теплообменникам сводится к решению нестационарной нелинейной задачи теплопроводности для области решения, показанной на рис. 1, с учетом конденсации пара на поверхности R_2 «стенка трубы – засыпка».

Основные допущения, принятые при постановке задачи, состоят в следующем:

1. Теплофизические свойства, использовавшиеся при проведении численного моделирования, имеют постоянные значения.
2. На существенном расстоянии от скважины (50 м) температура разогретых пород имеет постоянное значение.
3. Для рассматриваемой задачи реализуются условия идеального теплового контакта.
4. Процессы переноса пара в засыпке (рис. 1) не рассматриваются.

Математическая модель

Уравнения теплопроводности и соответствующие им краевые условия имели следующий вид:

$$\tau \geq 0, R_1 \leq r < R_5;$$

$$c_i \rho_i \frac{\partial T_i}{\partial \tau} = \lambda_i \left(\frac{\partial^2 T_i}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_i}{\partial r} \right); \quad i = 1-4; \quad (1)$$

$$\tau = 0, R_1 \leq r \leq R_5; T_i = T_0 = \text{const}; \quad (2)$$

$$\tau \geq 0, r = R_1; -\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} = \alpha (T_1 - T_m); \quad (3)$$

$$\tau \geq 0, r = R_2; \lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} = \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} - jq; T_1 = T_2; \quad (4)$$

$$\tau \geq 0, r = R_3; \lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} = \lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r}; T_3 = T_4; \quad (5)$$

$$\tau \geq 0, r = R_4; \lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} = \lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r}; T_4 = T_5; \quad (6)$$

$$\tau \geq 0, r = R_5; T_5 = T_{ex} = \text{const}. \quad (7)$$

Скорость конденсации, коэффициент аккомодации и теплота фазового перехода вычислялись из соотношений [24]:

$$j = \frac{a(P_s - P_p)}{\sqrt{\frac{2\pi R_g}{M} T|_{r=R_2}}},$$

$$a = \frac{0,059}{P_s^{0,5}}.$$

$$q = 2500,64 - 2,369 T|_{r=R_2}.$$

Выражение для расчета коэффициента аккомодации a выбрано исходя из минимума определяющих его величин для упрощения постановки задачи. Такой подход широко распространен и используется, например, в [25].

Теплопритоки к геотермальному теплообменнику рассчитывались по формуле:

$$Q = \frac{\alpha(T_1 - T_{in})F}{l} - \frac{jqF}{l}.$$

Обозначения: α – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К); λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); $\pi = 3,14$; ρ – плотность, кг/м³; τ – время, с; M – молекулярная масса паров, кг/моль; P – давление, Па; Q – теплопритоки, Вт/м; R – граница области расчета, м; R_g – газовая постоянная, Дж/(кмоль·К); T – температура, К; a – коэффициент аккомодации; c – теплоемкость, Дж/(кг·К); j – скорость конденсации, кг/(м²·с); q – теплота фазового перехода, Дж/кг; r – координата, м; l – единичная длина, м; F – площадь поверхности, м².

Индексы: 0 – начальный момент времени; 1, 2, 3, 4, 5 – номера границ областей расчета (рис. 1); in – внутренний; ex – наружный; p – парциальный; s – насыщение.

Метод решения и исходные данные

При решении задачи (1)–(7) использовались метод конечных разностей и метод простых итераций. Задача (1)–(7) решена на неравномерной разностной сетке (координатный шаг: от 0,1 до 10 мм). Геометрические параметры ($R_1=0,05$ м; $R_2=0,055$ м; $R_3=0,1$ м; $R_4=0,15$ м; $R_5=50$ м) соответствовали типичной конструкции геотермального теплообменника (рис. 1).

Начальная температура T_0 в рассматриваемой области решения принималась равной температуре разогретых пород T_{ex} (298,15–373,15 К). Температура прокачиваемого энергоносителя составляла $T_{in}=278,15$ К при $\alpha=200$ Вт/(м²·К).

Теплофизические характеристики, использовавшиеся при проведении моделирования, приведены в табл. 1.

Таблица 1. Теплофизические характеристики

Table 1. Thermophysical properties

Материал Material	λ , Вт/(м·К) W/(m·K)	c , Дж/(кг·К) J/(kg·K)	ρ , кг/м ³ kg/m ³
Труба/Pipe	46,1	310	5240
Засыпка Backfill	2,3	1486	2000
Цемент Cement	0,99	1900	1830
Порода/Rock	1,6	870	3050

Результаты численного моделирования

Результаты исследования снижения теплопритоков к геотермальным теплообменникам в условиях длительной эксплуатации приведены на рис. 2 и в табл. 2.

Исследования выполнены для 20 лет непрерывной работы геотермального теплообменника. При анализе снижения теплопритоков к геотермальным теплооб-

менникам исследовалось влияние нестационарности процессов теплопереноса и конденсации пара в рассматриваемой системе.

Адекватность результатов численного моделирования следует из их сопоставления с известными данными о работе приповерхностных геотермальных установок [23]. Следует отметить хорошее качественное согласование результатов моделирования и данных из [23]. При этом в [23], как и в настоящем исследовании, отмечается, что охлаждение рассматриваемой системы наиболее быстро происходит на начальном этапе прокачки теплоносителя.

На рис. 2 показано изменение во времени теплопритоков к геотермальному теплообменнику с учетом конденсации пара в его конструкции в зависимости от температуры разогретых пород T_{ex} .

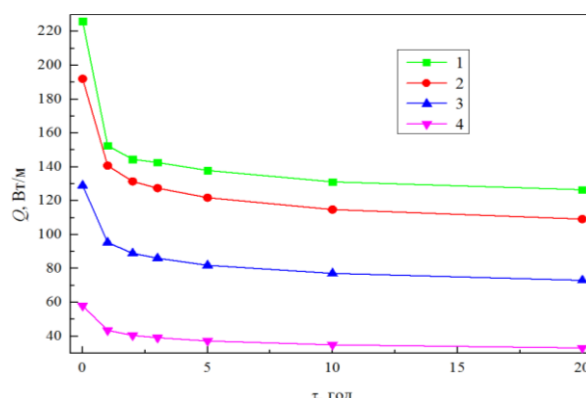


Рис. 2. Изменение теплопритоков к геотермальному теплообменнику: 1 – $T_{ex}=373,15$ К; 2 – $T_{ex}=348,15$ К; 3 – $T_{ex}=323,15$ К; 4 – $T_{ex}=298,15$ К

Fig. 2. Change in heat gains to geothermal heat exchanger: 1 – $T_{ex}= 73,15$ K; 2 – $T_{ex}=348,15$ K; 3 – $T_{ex}=323,15$ K; 4 – $T_{ex}=298,15$ K

В табл. 2 приведены обобщенные результаты исследования по снижению теплопритоков к геотермальному теплообменнику в условиях длительной эксплуатации.

Таблица 2. Снижение теплопритоков к геотермальному теплообменнику, %

Table 2. Reduction of heat gains to geothermal heat exchangers, %

T_{ex}	Длительность эксплуатации геотермального теплообменника, год Duration of operation of the geothermal heat exchanger, year					
	1	2	3	5	10	20
25	6,26	5,88	5,47	5,16	5,02	4,55
50	8,62	8,09	7,56	7,15	6,84	6,31
75	13,35	12,81	11,99	11,33	10,88	10,04
100	31,19	29,32	27,44	25,97	24,94	23,09

Результаты численного моделирования (рис. 2) свидетельствуют о том, что приток тепла к геотермальному теплообменнику с увеличением времени работы ожидаемо уменьшается. Связано это со снижением градиента температур в окружающей разогретой породе.

В зависимости от длительности эксплуатации и температуры разогретой породы конденсация пара приводит к снижению теплопритоков на 4,55–31,19 % в (табл. 2).

Из-за роста температуры стенки трубы (рис. 1) эффект от конденсации пара в конструкции геотермального теплообменника с течением времени уменьшается. Резкое снижение теплопритоков в начальный период времени объясняется сравнительно быстрым охлаждением внутренних слоев рассматриваемой системы (рис. 1) из-за взаимодействия с прокачиваемым энергоносителем.

Необходимо отметить следующее важное положение. Приведенные в данной работе результаты по исследованию снижения теплопритоков к геотермальному теплообменнику в условиях длительной эксплуатации являются оценочными, поскольку не учитывают некоторых факторов, способных оказать существенное влияние на тепловое состояние рассматриваемой системы. К этим факторам в первую очередь стоит отнести испарение влаги и массоперенос в конструкции геотермальной теплообменной системы (рис. 1). С одной стороны, учет наличия этих факторов усложнит математическое описание анализируемых процессов, а с другой – позволит провести более детализированный анализ тепловых режимов работы геотермального теплообменника. Возможно, эти процессы нивелируют друг друга или их влияние

будет пренебрежимо мало из-за сравнительно невысоких перепадов температур в рассматриваемой системе. Установление возможных условий реализации этих и других возможных факторов и процессов, способных оказать влияние на интенсификацию процессов теплопереноса в зонах размещения геотермальных теплообменников, является тематикой дальнейших исследований по данной проблеме.

Однако, несмотря на вышеописанные обстоятельства, применение математической модели (1)–(7) для анализа теплопритоков к геотермальным теплообменникам в условиях наличия фазовых переходов позволяет прогнозировать их тепловые режимы.

Заключение

Проведена оценка снижения теплопритоков к геотермальным теплообменникам в условиях длительной эксплуатации.

Выявлено, что конденсация пара приводит к снижению теплопритоков на 4,55–31,19 %.

Показано, что решением сравнительно задач можно прогнозировать изменение теплопритоков к геотермальным теплообменникам в условиях длительной эксплуатации.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского Научного Фонда (проект № 23-29-00464).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шулюпин А.Н., Варламова Н.Н. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 4. – С. 113–122.
2. Проблемы и перспективы развития петротермальной энергетики (обзор) / С.В. Алексеенко, В.Ю. Бородулин, Н.А. Гнатусь, М.И. Низовцев, Н.Н. Смирнова // Теплофизика и аэромеханика. – 2016. – Т. 23. – № 1. – С. 1–16.
3. Геотермальная энергетика России: ресурсная база, электро-энергетика, теплоснабжение (обзор) / В.А. Бутузов, Г.В. Томазов, А.Б. Алхасов, Р.М. Алиев, Г.Б. Бадавов // Теплоэнергетика. – 2022. – № 1. – С. 3–17.
4. Franco A., Vaccaro M. Numerical simulation of geothermal reservoirs for the sustainable design of energy plants: a review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – № 30. – P. 987–1002.
5. Lund J.W., Boyd T.L. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review // Geothermics. – 2016. – № 60. – P. 66–93.
6. Hosseinnia S.M., Sorin M. Numerical approach for sizing vertical ground heat exchangers based on constant design load and desired outlet temperature // Journal of Building Engineering. – 2022. – № 48. – Article № 103932.
7. Li J., Dai C., Lei H. The influence of thermal boundary conditions of wellbore on the heat extraction performance of deep borehole heat exchangers // Geothermics. – 2022. – № 100. – Article № 102325.
8. Tiwari A.K., Kumar A., Basu P. The influence of thermal interaction on energy harvesting efficiency of geothermal piles in a group // Applied Thermal Engineering. – 2022. – № 200. – Article № 117673.
9. Morchio S., Fossa M., Beier R.A. Study on the best heat transfer rate in thermal response test experiments with coaxial and U-pipe borehole heat exchangers // Applied Thermal Engineering. – 2022. – № 200. – Article № 117621.
10. Comparative analysis of heat transfer performance of coaxial pipe and U-type deep borehole heat exchangers / W. Zhang, W. Li, B.R. Sørensen, P. Cui, Y. Man, M. Yu, Z. Fang // Geothermics. – 2021. – № 96. – Article № 102220.
11. Heat extraction study of a novel hydrothermal open-loop geothermal system in a multi-lateral horizontal well / G. Wang, X. Song, C. Yu, Y. Shi, G. Song, F. Xu, J. Ji, Z. Song // Energy. – 2022. – № 242. – Article № 122527.
12. Coupled thermal-hydraulic-mechanical model for an enhanced geothermal system and numerical analysis of its heat mining performance / L. Zhou, Z. Zhu, X. Xie, Y. Hu // Renewable Energy. – 2022. – № 181. – P. 1440–1458.
13. Computational study of two-phase flashing flow in a calcite scaled geothermal wellbore / V. Chauhan, G. Saevarsdottir, Y.A. Tesfahunegn, E. Asbjornsson, M. Gudjonsdottir // Geothermics. – 2021. – № 97. – Article № 102239.
14. Numerical research on thermal response for geothermal energy pile groups under groundwater flow / Y. Lou, P.-F. Fang, X.-Y. Xie, C.S.A. Chong, F.-Y. Li, C.-Y. Liu, Z.-J. Wang, D.-Y. Zhu // Geomechanics for Energy and the Environment. – 2021. – № 28. – Article № 100257.
15. Heinze T. Constraining the heat transfer coefficient of rock fractures // Renewable Energy. – 2021. – № 177. – P. 433–447.
16. Experimental study of horizontal ground heat exchangers embedded in the backfilled mine stopes / Y. Zhao, L. Liu, D. Wen, B. Zhang, X. Zhang, C. Huan, M. Wang, X. Wang // Geothermics. – 2022. – № 100. – Article № 102344.
17. Field-scale experimental and numerical analysis of a downhole coaxial heat exchanger for geothermal energy production / S. Pokhrel, A.P. Sasmito, A. Sainoki, T. Tosha, T. Tanaka, C. Nagai, S.A. Ghoreishi-Madiseh // Renewable Energy. – 2022. – № 182. – P. 521–535.
18. Zhou Y., Zheng Z.-X., Zhao G.-S. Analytical models for heat transfer around a single ground heat exchanger in the presence of both horizontal and vertical groundwater flow considering a convective boundary condition // Energy. – 2022. – № 245. – Article № 123159.
19. Study on analytical solution model of heat transfer of ground heat exchanger in the protection engineering structure / J. Wang, J. Mao, X. Han, Y. Li // Renewable Energy. – 2021. – № 179. – C. 998–1008.
20. Study on heat transfer characteristics of the deep-buried ground heat exchanger under different multi-pipe layouts / C. Li, Y. Guan,

- C. Jiang, J. Wang, J. Shi, H. Cao // *Geothermics*. –2022. – № 100. – Article № 102343.
21. Numerical assessment on the thermal imbalance of multiple ground heat exchangers connected in parallel / F. Chen, J. Mao, G. Zhu, B. Zhang, Y. Tian, D. Liao, Y. Liu // *Geothermics*. – 2021. – № 96. – Article № 102191.
22. Васянович Ю.А., Шулюпин А.Н., Варламова Н.Н. Оценка предельного пластового давления для парлифтной добычи флюида на Мутновском геотермальном месторождении // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – S30. – С. 25–32.
23. Богуславский Э.И. Освоение тепловой энергии недр. – СПб.: Наукоемкие технологии, 2020. – 435 с.
24. Половников В.Ю., Губина Е.В. Тепломассоперенос в увлажненной тепловой изоляции теплопроводов, работающих в условиях затопления // Инженерно-физический журнал. – 2014. – Т. 87. – № 5. – С. 1106–1112.
25. Санду С.Ф. Математическое моделирование процессов переноса тепла и массы в испарительно-конденсационных системах теплопередачи энергетических установок // Известия Томского политехнического университета. – 2003. – Т. 306. – № 4. – С. 60–63.

Поступила: 19.04.2023 г.

Прошла рецензирование: 17.05.2023 г.

Информация об авторах

Половников В.Ю., доктор технических наук, профессор Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шелемехова С.Д., аспирант Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 620.91

REDUCTION OF HEAT GAINS TO GEOTHERMAL HEAT EXCHANGERS IN LONG-TERM OPERATION

Viacheslav Yu. Polovnikov¹,
polovnikov@tpu.ru

Sofia D. Shelemekhova¹,
shelemehovaaa@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the colossal energy potential of geothermal and petrothermal energy. It is designed to stimulate research and development in the field of geothermal technologies. The development of technologies for the use of geothermal and petrothermal energy in the Russian Federation is reduced by some circumstances. These main reducing factors are competition from traditional energy, problems with the legal framework and the lack of relevant areas of research and development. Currently, there is a backlog of Russia in the field of development of geothermal resources from the world level.

The main aim of the study is to evaluate the effect of condensation in the design of a geothermal heat exchanger on the change in heat inflows to it.

The object of the research is a typical design of a geothermal heat exchanger consisting of a metal pipeline and a cement casing.

Methods. Numerical analysis of heat and mass transfer was executed with rational values of the grid parameters and the time integration step. The assessment of the reliability of the results of the work was carried out by testing on the example of heat transfer problems, the numerical methods used and elements of the developed algorithms for solving boundary value problems of heat and mass transfer, checking the conservatism of difference schemes, and comparing with known data. The finite difference method and the implicit difference scheme were used. The peculiarity of problem solving was the discontinuity of the thermophysical characteristics at the contact boundaries between the layers and the presence of nonlinearity in the boundary condition.

Results. The authors have carried out the numerical study of the effect of steam condensation in the design of a geothermal heat exchanger on the reduction of heat inflows in the system under consideration. It was found that steam condensation leads to a decrease in heat gain by 4,55–31,19 %. It is shown that the use of relatively simple heat transfer models makes it possible to predict the change in heat inflows to a geothermal heat exchanger under conditions of steam condensation in its structure during long-term operation.

Key words:

geothermal energy, geothermal heat exchanger, mathematical modeling, heat gains, condensation.

The research was financially supported by the Russian Science Foundation (project no. 23-29-00464).

REFERENCES

- Shulyupin A.N., Varlamova N.N. Current trends in the development of geothermal resources. *Geosursy*, 2020, vol. 22 (4), pp. 113–122. In Rus.
- Alekseenko S.V., Borodulin V.Yu., Gnatus N.A., Nizovtsev M.I., Smirnova N.N. Problems and outlooks for petrothermal power engineering (review). *Thermophysics and Aeromechanics*, 2016, vol. 23 (1), pp. 1–16. In Rus.
- Butuzov V. A., Tomarov G. V., Alkhasov A. B., Aliev R. M., Badavov G. B. Geothermal energy of Russia: Resources, electric power generation, and heat supply (a review). *Thermal Engineering*, 2022, vol. 69 (1), pp. 3–17. In Rus.
- Franco A., Vaccaro M. Numerical simulation of geothermal reservoirs for the sustainable design of energy plants: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, no. 30, pp. 987–1002.
- Lund J.W., Boyd T.L. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. *Geothermics*, 2016, no. 60, pp. 66–93.
- Hosseinnia S.M., Sorin M. Numerical approach for sizing vertical ground heat exchangers based on constant design load and desired outlet temperature. *Journal of Building Engineering*, 2022, no. 48, article number 103932.
- Li J., Dai C., Lei H. The influence of thermal boundary conditions of wellbore on the heat extraction performance of deep borehole heat exchangers. *Geothermics*, 2022, no. 100, article number 102325.
- Tiwari A.K., Kumar A., Basu P. The influence of thermal interaction on energy harvesting efficiency of geothermal piles in a group. *Applied Thermal Engineering*, 2022, no. 200, article number 117673.
- Morchio S., Fossa M., Beier R.A. Study on the best heat transfer rate in thermal response test experiments with coaxial and U-pipe borehole heat exchangers. *Applied Thermal Engineering*, 2022, no. 200, article number 117621.
- Zhang W., Li W., Sørensen B.R., Cui P., Man Y., Yu M., Fang Z. Comparative analysis of heat transfer performance of coaxial pipe and U-type deep borehole heat exchangers. *Geothermics*, 2021, no. 96, article number 102220.
- Wang G., Song X., Yu C., Shi Y., Song G., Xu F., Ji J., Song Z. Heat extraction study of a novel hydrothermal open-loop geothermal system in a multi-lateral horizontal well. *Energy*, 2022, no. 242, article number 122529.
- Zhou L., Zhu Z., Xie X., Hu Y. Coupled thermal-hydraulic-mechanical model for an enhanced geothermal system and numerical analysis of its heat mining performance. *Renewable Energy*, 2022, no. 181, pp. 1440–1458.
- Chauhan V., Saevarsdottir G., Tesfahunegn Y.A., Asbjornsson E., Gudjonsdottir M. Computational study of two-phase flashing flow in a calcite scaled geothermal wellbore. *Geothermics*, 2021, no. 97, article number 102239.
- Lou Y., Fang P.-F., Xie X.-Y., Chong C.S.A., Li F.-Y., Liu C.-Y., Wang Z.-J., Zhu D.-Y. Numerical research on thermal response for geothermal energy pile groups under groundwater flow. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 2021, no. 28, article number 100257.
- Heinze T. Constraining the heat transfer coefficient of rock fractures. *Renewable Energy*, 2021, no. 177, pp. 433–447.
- Zhao Y., Liu L., Wen D., Zhang B., Zhang X., Huan C., Wang M., Wang X. Experimental study of horizontal ground heat exchangers

- embedded in the backfilled mine stopes. *Geothermics*, 2022, no. 100, article number 102344.
17. Pokhrel S., Sasmito A.P., Sainoki A., Tosha T., Tanaka T., Nagai C., Ghoreishi-Madiseh S.A. Field-scale experimental and numerical analysis of a downhole coaxial heat exchanger for geothermal energy production. *Renewable Energy*, 2022, no. 182, pp. 521–535.
 18. Zhou Y., Zheng Z.-X., Zhao G.-S. Analytical models for heat transfer around a single ground heat exchanger in the presence of both horizontal and vertical groundwater flow considering a convective boundary condition. *Energy*, 2022, no. 245, article number 123159.
 19. Wang J., Mao J., Han X., Li Y. Study on analytical solution model of heat transfer of ground heat exchanger in the protection engineering structure. *Renewable Energy*, 2021, no. 179, pp. 998–1008.
 20. Li C., Guan Y., Jiang C., Wang J., Shi J., Cao H. Study on heat transfer characteristics of the deep-buried ground heat exchanger under different multi-pipe layouts. *Geothermics*, 2022, no. 100, article number 102343.
 21. Chen F., Mao J., Zhu G., Zhang B., Tian Y., Liao D., Liu Y. Numerical assessment on the thermal imbalance of multiple ground heat exchangers connected in parallel. *Geothermics*, 2021, no. 96, article number 102191.
 22. Vasyanovich Yu.A., Shulyupin A.N., Varlamova N.N. Estimation of limiting reservoir pressure for steam-lift production of fluid at Mutnovsky geothermal field. *Mining Informational and Analytical Bulletin*, 2019, S 30, pp. 25–32. In Rus.
 23. Boguslavskii E.I. *Osvoenie teplovoy energii nedr* [Development of the thermal energy of the subsoil], Saint Petersburg, Naukoemkie tekhnologii Publ., 2020. 435 p.
 24. Polovnikov V.Y., Gubina E.V. Heat and mass transfer in a wetted thermal insulation of hot water pipes operating under flooding conditions. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2014, vol. 87 (5), pp. 1106–1112. In Rus.
 25. Sandu S.F. Mathematical simulation of the processes of heat and mass transfer in evaporation-condensation heat transfer systems of power plants. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2003, vol. 306, no. 4, pp. 60–63. In Rus.

Received: 19 April 2023.

Reviewed: 17 May 2023.

Information about the authors

Viacheslav Yu. Polovnikov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Sofia D. Shelemekhova, graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 502.052, 504.054

ЗАГРЯЗНЕНИЕ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БУХТЫ НАХОДКА И УСТЬЕВОЙ ОБЛАСТИ РЕКИ ПАРТИЗАНСКОЙ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИМИ ПЕСТИЦИДАМИ

Мазлова Елена Алексеевна¹,
mazlovaea@gmail.com

Блиновская Яна Юрьевна²,
blinovskaya@hotmail.com

Соколова Лариса Ивановна²,
lisokolova@bk.ru

Турсунова Гулнара Шамуратовна¹,
merkora@gmail.com

¹ Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65.

² Дальневосточный федеральный университет, Россия, 690922, г. Владивосток, о. Русский, п. Аякс, 10.

Актуальность. Рассмотрена проблема загрязнения морской среды стойкими органическими загрязнителями, получены новые данные о загрязнении бухты Находка и устьевой области реки Партизанской хлорорганическими пестицидами.

Цель: охарактеризовать уровень загрязненности донных отложений залива Находка хлорорганическими соединениями и определить источники возможного поступления в морскую среду.

Методы: отбор проб донных отложений; анализ проб методом хромато-масс-спектрометрии и газожидкостной хроматографии с детектором электронного захвата; статическая обработка результатов; оценка загрязненности донных отложений хлорорганическими пестицидами.

Результаты. Получены данные о содержании хлорорганических пестицидов в бухте Находка за 2020–2021 гг. Приведены сведения об изученности рассматриваемой акватории. Проанализировано содержание пестицидов группы ГХГЦ (α -, β - и γ -ГХГЦ), ДДТ и его метаболитов. Отмечено увеличение содержания α -, β - ГХГЦ и ДДТ в донных отложениях в 2021 г. Для определения качества донных отложений проведено сравнение полученных в ходе полевых работ среднегодовых значений концентраций хлорорганических пестицидов в донных отложениях бухты Находка с нормативами. В Российской Федерации отсутствуют утвержденные нормативы предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в донных отложениях, и по этой причине в работе использовались нормативные показатели, принятые в зарубежных странах («голландские листы» (Nieuw-Nederlandse Lijst, NNL) и канадские нормативы качества для морских и устьевых донных отложений (Canadian Sediment Quality Guidelines, CSQGs)). Рассмотрены возможные источники поступления хлорорганических пестицидов в морскую среду. Результаты проведенной работы показали, что, несмотря на запрет использования указанных веществ, они входят в состав различных соединений, используемых в различных отраслях хозяйственной деятельности и продолжают поступать и накапливаться в морской среде.

Ключевые слова:

загрязнение, стойкие органические загрязнители, хлорорганические пестициды, донные отложения, морская среда.

Введение

Хлорорганические пестициды (ХОП) относятся к стойким органическим загрязнителям (СОЗ) окружающей среды, которые обладают токсичными свойствами, проявляют устойчивость к разложению, характеризуются биоаккумуляцией и являются объектом трансграничного переноса по воздуху, воде и мигрирующими видами, а также осаждаются на большом расстоянии от источника их выброса, накапливаясь в экосистемах суши и водных экосистемах [1].

Проблема загрязнения СОЗ носит глобальный характер, по этой причине в мае 2001 г. в Стокгольме была принята Стокгольмская конвенция о стойких органических загрязнителях, ратифицированная Российской Федерацией [2].

Загрязнение морской среды СОЗ вызывает особую озабоченность, поскольку морские экосистемы явля-

ются конечным звеном в переносе указанных веществ. Аккумуляция СОЗ в донных осадках связана с их устойчивостью к разложению, гидрофобными свойствами, а также низкой растворимостью в воде, особенно в соленой [3–5]. При попадании их в водную среду в составе взвесей они осаждаются на дно, по этой причине содержание многих экотоксикантов в придонных и поровых водах, а также в донных отложениях намного выше, чем в водной толще. Загрязненные донные отложения могут стать источниками вторичного загрязнения при волновом и ветровом воздействии, но особенно интенсивно оно происходит при проведении буровых и строительных работ [4].

В настоящей работе нами рассматривалось загрязнение донных осадков бухты Находка Японского моря некоторыми видами пестицидов и их производных (ДДТ, гексахлорциклогексан (ГХГЦ) и гексахлорбензол (ГХБ)).

Материалы и методы

Изученность

В рамках государственной программы мониторинга морской среды в открытых, прибрежных и эстуарных районах морей России осуществляются систематические наблюдения за гидрохимическим режимом и за уровнем загрязненности. Наблюдения за состоянием вод осуществляются совместно Дальневосточным региональным научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом и Приморским управлением по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

Обобщенные результаты наблюдений публикуются в «Ежегоднике качества морских вод по гидрохи-

мическим показателям», подготавливаемом в Государственном океанографическом институте имени Н.Н. Зубова [6–8], в Докладах о состоянии окружающей среды Приморского края [9–12] и в материалах территориальных управлений Росгидромета, отвечающих за региональные выпуски «Ежегодника качества морских вод по гидрохимическим показателям».

В заливе Находка гидрохимические наблюдения проводятся на 12 станциях государственной сети наблюдений (ГСН) (рис. 1). Непосредственно в бухте Находка наблюдения ведутся на трех станциях, в устьевой области р. Партизанская – на одной. На указанных станциях отбираются пробы донных отложений и определяется содержание в них пестицидов группы ГХГЦ (α -, β - и γ -ГХГЦ), ДДТ и его метаболитов.

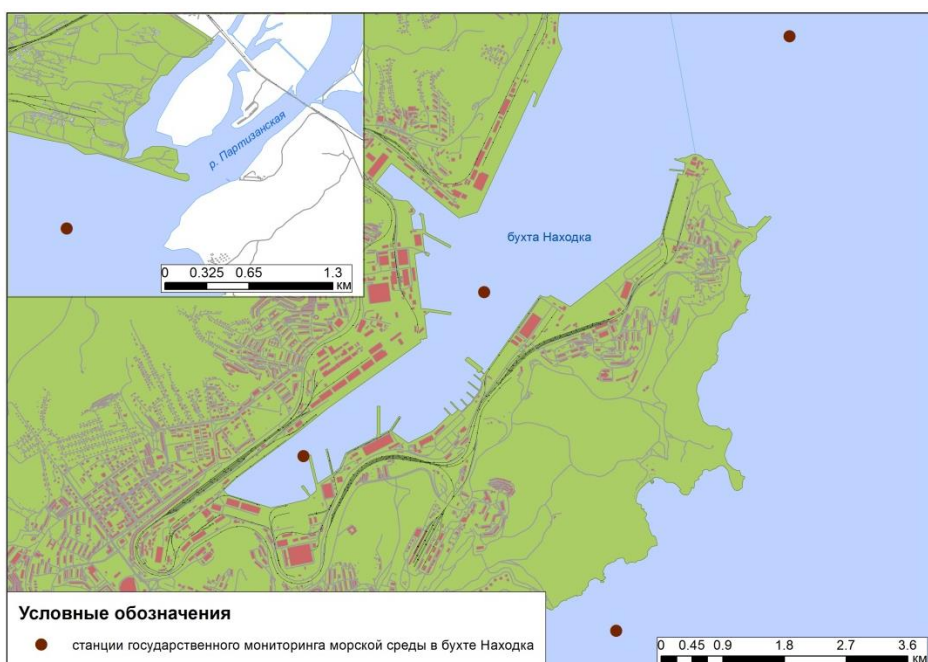


Рис. 1. Станции ГСН в бухте Находка

Fig. 1. State marine observation network in Nakhodka gulf and bay

Значительный вклад в изучение загрязнения морской среды дальневосточных морей и морских устьев рек внесли ученые из Дальневосточного федерального университета, Тихоокеанского филиала ФГБНУ «ВНИРО» (ТИНРО). Опубликованы работы, характеризующие содержание ХОП в морской среде, а также морских экосистемах, отдельных видах организмов [4, 13–16].

Результатом многолетней работы стала выпущенная в 2020 г. монография «Стойкие органические загрязняющие вещества (СОЗ) в Дальневосточном регионе: моря, организмы, человек» [13]. В монографии представлены результаты многолетнего изучения СОЗ, в т. ч. ХОП в различных компонентах водной среды, рассмотрены пути их переноса, определены основные организмы-мишени, подверженные их влиянию.

Гидрохимические наблюдения за качеством вод р. Партизанской, согласно карте качества поверхностных вод Российской Федерации, подготовленной Госу-

дарственным гидрохимическим институтом [17], проводятся на одном гидрохимическом посту в двух створах – в г. Партизанск и в черте с. Екатериновка. Качество воды в р. Партизанская в 2020 г. оценивалось как «очень грязное» в черте с. Екатериновка и «загрязненная» в створе г. Партизанск. В открытом доступе данные по загрязнению донных отложений р. Партизанской на сети Росгидромета не представлены.

Характеристика объекта исследования

Залив Находка и одноименная бухта, на побережье которой располагается город Находка, входят в состав акватории залива Петра Великого Японского моря. Гидрологический режим северо-западной части Японского моря определяется его географическим положением, климатическими условиями района, материковым стоком (в закрытых бухтах), приливными явлениями, а также системой течений, которые обуславливают характер распределения температуры, солености и плотности воды. Изменения уровня моря

обусловлены сгонно-нагонными и приливными явлениями, сейшмами и изредка цунами. В описываемом районе на колебания уровня воды в большей степени влияют сгонно-нагонные явления; приливы незначительны. Сгонно-нагонные колебания уровня воды здесь связаны в основном с муссонами и поэтому носят сезонный характер [18].

Особенность гидрологического режима зал. Петра Великого, а также зал. Находка – развитие осенне-зимнего апвеллинга под действием северо-западных ветров в период с сентября по февраль. При этом поверхностные воды из зал. Находка перемещаются в мористую часть зал. Петра Великого, а навстречу им по склону поднимаются холодные и более соленые воды из открытой части акватории [15].

Река Партизанская (до 1972 г. – р. Сучан) берет свои истоки на южных отрогах хребта Сихотэ-Алинь и, пересекая Золотую Долину, впадает в зал. Находка (Японское море) в северной его части и оказывает существенное влияние на гидрохимический режим залива.

В водном режиме р. Партизанской выделяется три фазы: зимняя межень, весеннее половодье и летне-осенние паводки. Половодье обычно начинается в марте-апреле, достигает своего пика в апреле – начале мая, а заканчивается в конце мая – начале июня. В течение всего теплого периода года возможны дождевые паводки, особенно высокие в августе-сентябре. Летне-осенняя межень обычно многоводная

и прерывистая, а иногда отсутствует. Зимняя межень более устойчива.

Эстуарий р. Партизанской относится к русловому типу с двухслойной циркуляцией. По данным [16] для области смешения речных и морских вод в эстуарии р. Партизанской отмечается проникновение морских вод в реку в течение всего периода наблюдений, при этом в зимний сезон (при минимальном стоке реки) происходит максимальное проникновение морских вод в реку. Характерные для зимы на данной территории северные и северо-западные ветры приводят к сгону поверхностных вод в зал. Находка от берега. В этой ситуации возникает придонное противотечение, которое также способствует проникновению морских вод в реку.

Весной (в условиях паводка и смены направления муссонных ветров на южное и юго-восточное) происходит частичное вытеснение морских вод из русла реки. В период летней межени, как и в зимний сезон, проникновение морских вод в русло реки усиливается [15].

Материалы и методы

Оценка загрязненности донных отложений залива Находка пестицидами проводилась по данным, полученным в ходе полевых работ 2020–2021 гг. Пробоотбор осуществляли на 12 станциях, расположенных в бухте Находка и в трех створах в устьевой области р. Партизанской (рис. 2).

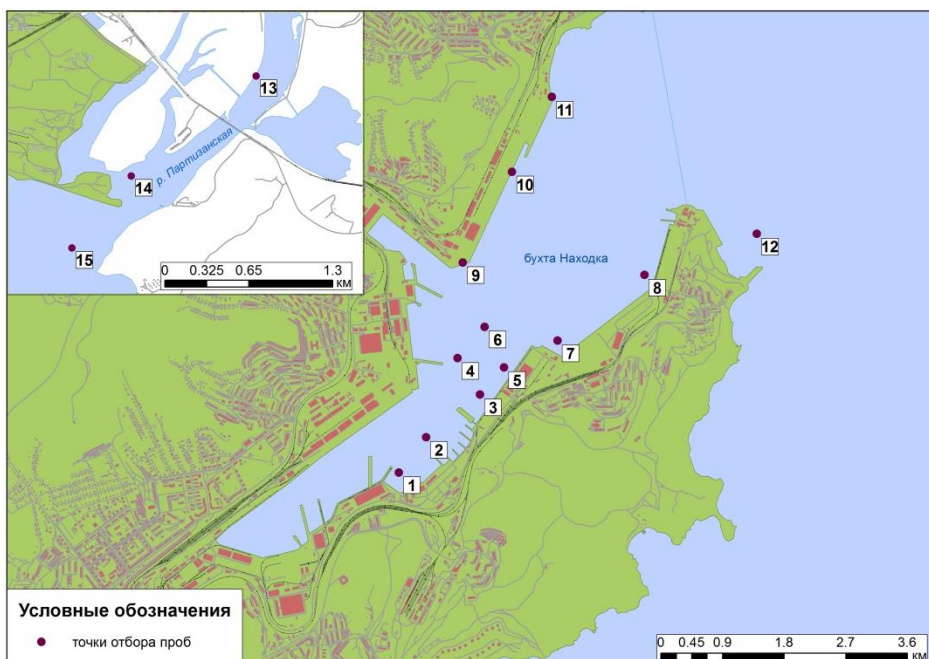


Рис. 2. Точки отбора проб в бухте Находка и в устьевой области р. Партизанской в 2020–2021 гг.

Fig. 2. Sediment sampling points in Nakhodka bay and Partizanskay estuary in 2020–2021

Пробоотбор и пробоподготовку водных образцов осуществляли в соответствии с ГОСТ 31861-2012. Глубина на точках отбора донных отложений в бухте составляла от 10,5 до 15,5 м. Для анализа осадков в лабораторных условиях их высушивали до воздушно-сухого состояния, растирали в ступе и часть пробы

просеивали через сита с диаметром ячеек 0,25 мм для определения концентраций ХОП. В подготовленных таким образом пробах определяли содержание пестицидов группы ДДТ (4,4' –ДДЕ, 4,4' –ДДТ, 4,4' –ДДД, 2,4' –ДДТ), α -, β - и γ -ГХГЦ, в 2018–2019 гг. – содержание ГХБ.

Определение массовых долей ХОП проводили газохроматографическим методом с масс-селективным детектированием (ПНДФ 16.1:2.2:23:3.61-09).

Для морских донных отложений в России в настоящий момент не существует нормативов качества по уровню концентрации загрязняющих веществ. В Ежегодниках качества морских вод степень загрязненности донных отложений оценивается по «голландским листам» (Neue Niederlandische Liste. NNL) [6–8]. Допустимые уровни концентрации ХОП в донных отложениях, согласно «голландским листам», представлены в таблице.

В настоящей работе уровень загрязненности донных отложений оценивался также по канадским нормативам качества для морских и устьевых донных отложений (Canadian Sediment Quality Guidelines, CSQGs) (таблица) [19, 20]. Они были разработаны в ходе полевых исследований, по итогам которых были установлены взаимосвязи между содержанием химических веществ и биологическими последствиями их воздействия на конкретные организмы. Для различных веществ были определены пороговые уровни воздействия (таблица), при которых наблюдаются минимальные биологические эффекты.

Таблица. Допустимые уровни концентрации ХОП в морских донных осадках по [6–8, 19, 20]

Table. Sediment quality criteria for organochlorine pesticides (OCP) in marine and estuary sediments [6–8, 19, 20]

Загрязняющие вещества Pollutants	NNL, (нг/г)/(ng/g)	CSQGs (мкг/кг)/(μg/kg)
ДДТ/DDT	–	1,22
ДДЕ/DDE	–	2,07
ДДД/DDD	–	1,19
Сумма ДДТ, ДДД и ДДЭ Total DDT+DDE+DDD	2,5	–
α-ГХГЦ/(α-HCH)	–	–
γ-ГХГЦ (линдан) γ-HCH (lindan)	0,05	0,32

Результаты и обсуждение

Для определения качества донных отложений нами было проведено сравнение полученных в ходе полевых работ среднегодовых значений концентраций ХОП в донных отложениях бухты Находка с нормативами, представленными в таблице.

Содержание гексахлорциклогексана и его изомеров (ГХГЦ). ГХГЦ используется как инсектицид, он существует в виде нескольких изомеров: α-ГХГЦ, β-ГХГЦ и γ-ГХГЦ (линдан). β-ГХГЦ наиболее устойчив в живых организмах и передается по пищевым цепям. Для α- и β-ГХГЦ не установлены уровни допустимых концентраций ни по «голландским листам», ни по канадским CSQGs, для γ-ГХГЦ нормативы представлены в таблице.

Данные, полученные за 2020–2021 гг., показали, что в пространственном распределении содержания изомеров ГХГЦ в донных отложениях бухта Находка не прослеживаются отчетливых закономерностей. Лишь в устьевой области р. Партизанской отмечается снижение содержания изомеров ГХГЦ по мере приближения к устьевому бару.

В донных отложениях бухты Находка в 2021 г. на ряде станций выявлено увеличение содержания α-ГХГЦ (рис. 3), рост отмечен в центральной части бухты. Зафиксировано также значительное повышение уровня загрязненности донных отложений в устьевой области р. Партизанской – точка № 13. Среднее по бухте Находка содержание α-ГХГЦ составило 0,1476 мкг/кг в 2020 г., в 2021 г. – 0,2483 мкг/кг. Максимальная концентрация составила 0,8956 мкг/кг на станции № 9 (вход в бухту) в 2021 г., в 2020 г. – 0,7063 мкг/кг на станции № 6.

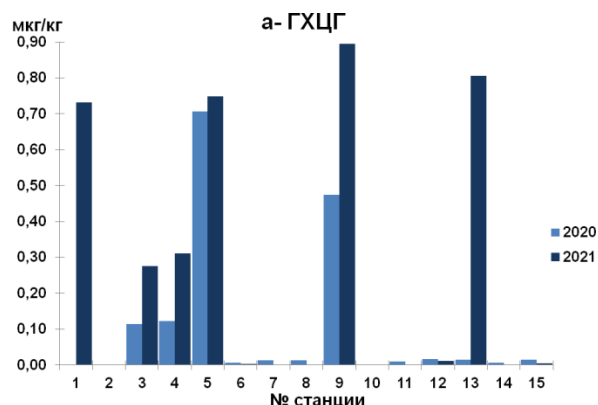


Рис. 3. Динамика средней годовой концентрации α-ГХГЦ в донных отложениях залива Находка и устьевой области р. Партизанской по данным наблюдений

Fig. 3. α-HCH concentration trends in bottom sediments of Nakhodka bay and Partizanskaya river

Среднее содержание β-ГХГЦ в донных отложениях изменилось незначительно: 0,1737 мкг/кг в 2020 г. и 1,6235 мкг/кг в 2021 г. Максимальное содержание β-ГХГЦ отмечено на станциях 7–9 и 11, расположенных вдоль причальных стенок на входе в бухту в 2021 г. (около 5,7 мкг/кг, рис. 4). Отмечен рост содержания β-ГХГЦ на станции 13 в устьевой области р. Партизанской. Наиболее загрязненными оказались донные отложения, отобранные на входе бухты.

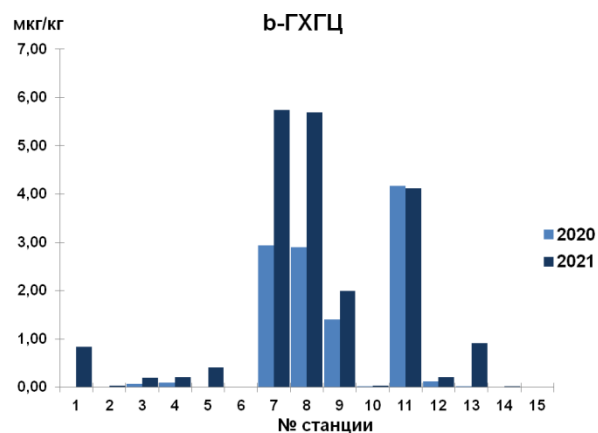


Рис. 4. Динамика средней годовой концентрации β-ГХГЦ в донных отложениях залива Находка и устьевой области р. Партизанской по данным наблюдений

Fig. 4. β-HCH concentration trends in bottom sediments of Nakhodka bay and Partizanskaya river

Загрязнение γ -ГХГЦ распределено по бухте неоднородно – максимальные содержания отмечались в 2020–2021 гг. на станциях 5 (кутовая часть бухты) и 9 (причальная стенка у Морского речного вокзала), а также в устьевой области реки Партизанской (рис. 5).

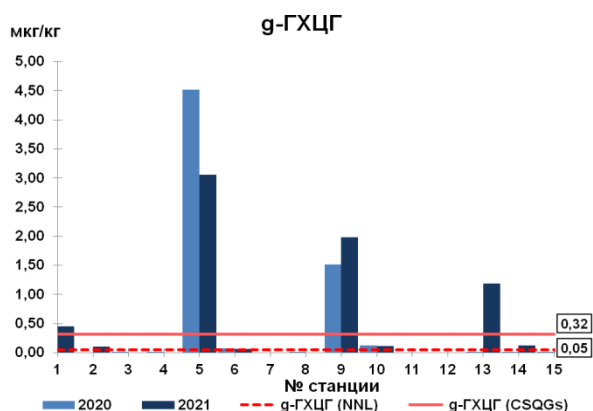


Рис. 5. Динамика средней годовой концентрации γ -ГХГЦ в донных отложениях залива Находка и устьевой области р. Партизанской по данным наблюдений

Fig. 5. γ -HCH concentration trends in bottom sediments of Nakhodka bay and Partizanskaya river

Среднегодовое содержание γ -ГХГЦ превышает допустимые значения по «голландским листам» на

всех станциях (в среднем в 12,5 раз в 2020 г. и 9,5 в 2021 г.), среднее годовое превышение канадских нормативов CSQGs в 2020 г. составило 1,9 ДК, в 2021 г. – 1,5 ДК. В устье р. Партизанской отмечен рост содержания γ -ГХГЦ в точке № 13 – 3,7 ДК по CSQGs в 2021 г.

На рис. 6 показано пространственное распределение γ -ГХГЦ в донных отложениях за период наблюдений. Максимальное загрязнение в 2020–2021 гг. отмечалось в районе Морского вокзала Находка и у противоположного берега.

Соотношение концентраций α - и γ -изомеров также может использоваться для оценки времени нахождения их в окружающей среде. Отношение α -ГХГЦ/ γ -ГХГЦ, превышающее единицу, говорит о продолжительном присутствии ГХГЦ в окружающей среде [14, 21]. Указанное соотношение, рассчитанное по станциям отбора проб, составило 0,1973, что свидетельствует о свежем поступлении γ -ГХГЦ в донные отложения.

Пестициды группы ДДТ. ДДТ – хлорорганический пестицид, производное хлорбензола. Использовался как инсектицид, запрещен к использованию во многих странах мира. За период с 1940 по 1970 гг. в мире было использовано 1,5 млн т ДДТ [22]. Тем не менее он рекомендован ВОЗ для борьбы с переносчиками малярии, используется для этих целей в некоторых странах Азии и Африки [23].

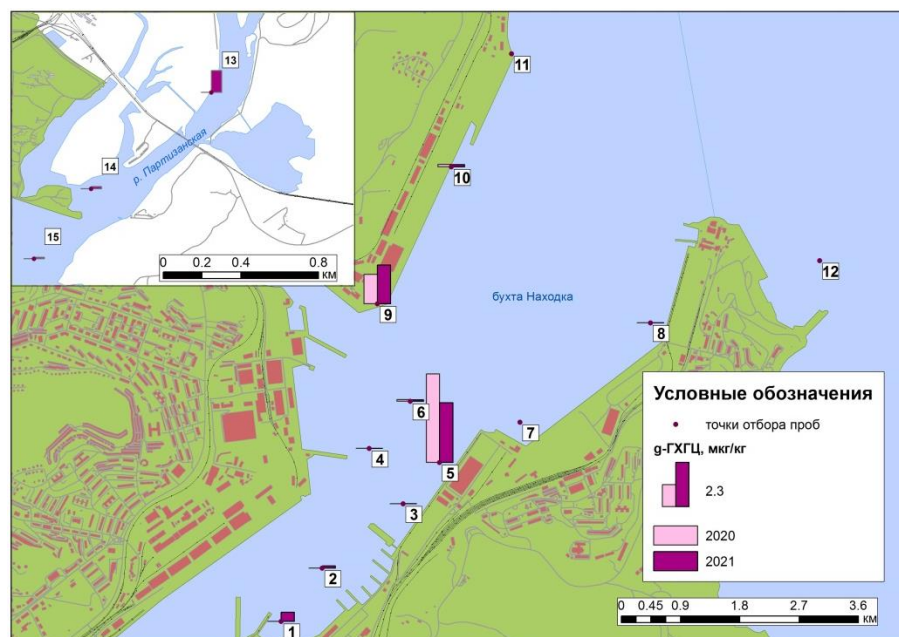


Рис. 6. Содержание γ -ГХГЦ в различных частях бухты Находка в 2020–2021 гг.

Fig. 6. Spatial distribution of γ -HCH in bottom sediments in different parts of Nakhodka bay in 2020 and 2021

Два основных и наиболее значимых метаболита ДДТ – ДДД (DDD, дихлордифенилди-хлорэтан) и ДДЕ (DDE, дихлордифенилди-хлорэтилен).

Среднее по бухте Находка содержание ДДЕ в донных отложениях в 2020 г. составило 0,0129 мкг/кг, а в 2021 г. его содержание снизилось и составило уже 0,053 мкг/кг (рис. 7). Превышений допустимых концентраций по канадским нормативам CSQGs не отмечено.

Среднее за год содержание ДДД в 2020 г. составило 0,0215 мкг/кг, а в 2021 г. снизилось до 0,0156 мкг/кг. Превышений допустимых концентраций по канадским нормативам CSQGs не отмечено (рис. 8).

Сумма указанных пестицидов в бухте Находка также не превышает допустимые уровни по «голландским листам» (рис. 10).

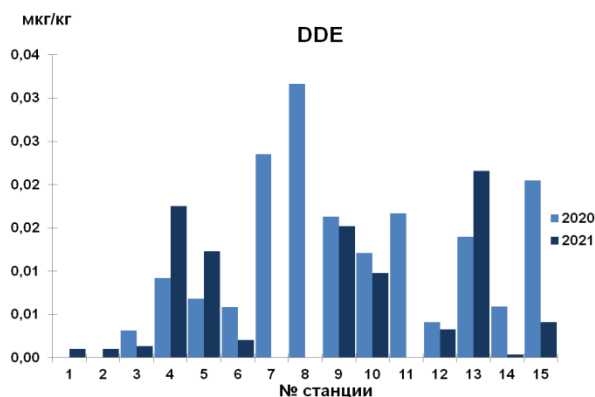


Рис. 7. Динамика средней годовой концентрации ДДЕ в донных отложениях залива Находка и устьевой области р. Партизанской по данным наблюдений

Fig. 7. DDE concentration trends in bottom sediments of Nakhodka bay and Partizanskaya river

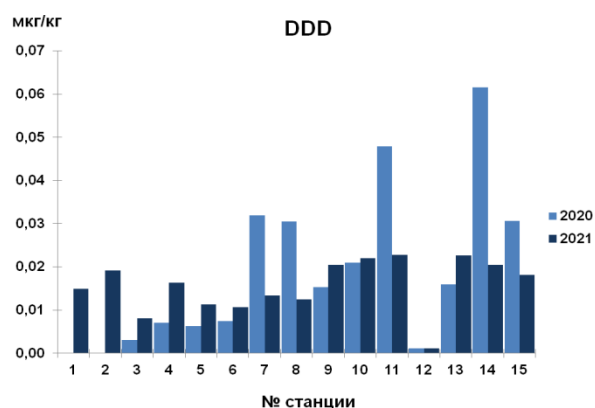


Рис. 8. Динамика средней годовой концентрации ДДД в донных отложениях залива Находка и устьевой области р. Партизанской по данным наблюдений

Fig. 8. DDD concentration trends in bottom sediments of Nakhodka bay and Partizanskaya river

В 2021 г. отмечено незначительное увеличение содержания ДДТ в донных отложениях (0,0085 мкг/кг в 2020 г. и 0,0098 мкг/кг, рис. 9). Превышения содержания по CSQGs отмечено не было.

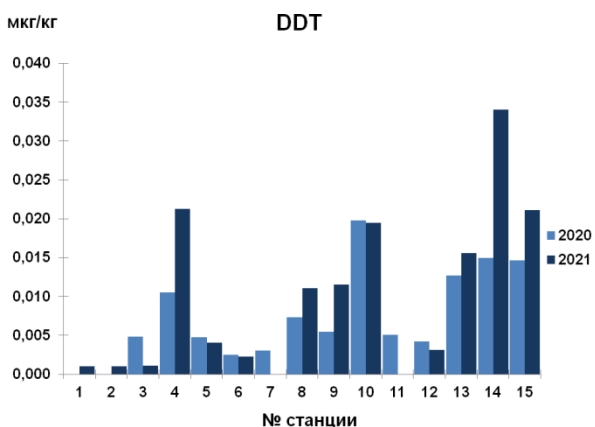


Рис. 9. Динамика средней годовой концентрации ДДТ в донных отложениях залива Находка и устьевой области р. Партизанской по данным наблюдений

Fig. 9. DDT concentration trends in bottom sediments of Nakhodka bay and Partizanskaya river

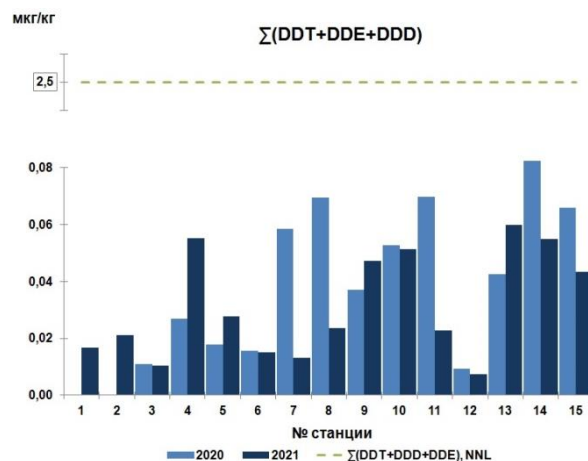


Рис. 10. Динамика средних годовых суммарных концентраций ДДЕ, ДДД и ДДТ в донных отложениях залива Находка и устьевой области р. Партизанской по данным наблюдений

Fig. 10. Total DDT, DDE and DDD concentration trends in bottom sediments of Nakhodka bay and Partizanskaya river

Как видно на рис. 11, максимальное содержание пестицидов группы ДДТ (сумма ДДТ, ДДД и ДДЕ) в 2020 г. отмечалось на входе в бухту (станции 7–11), в 2021 г. сместилось к центральной ее части.

Основные источники загрязнения морской среды. Формирование химического состава донных отложений происходит под влиянием как природных, так и антропогенных факторов. В связи с растущей антропогенной нагрузкой отмечается особое влияние антропогенного фактора. Поступление загрязняющих веществ в морскую среду происходит преимущественно со стоком рек, от рассредоточенных (диффузный сток) и точечных источников.

Бухта Находка в хозяйственном отношении освоена раньше других акваторий. Основным источником загрязнения залива и бухты Находка являются городские и промышленные стоки города и порта Находка.

Акватория Находкинского морского транспортного порта состоит из внутреннего и внешнего рейдов. Здесь расположены морские рыбный и торговый порты, в т. ч. угольные терминалы (терминалы № 1 и на мысе Астафьева). Вдоль берегов бухты почти на всем протяжении сооружены причалы.

Также на берегах бухты расположены судоремонтные предприятия, крупный железнодорожный узел и завод железобетонных конструкций.

В работах [5, 24] показано, что с поверхностным стоком с сельскохозяйственных угодий, где ранее могли использоваться ХОП, возможно поступление их в речную сеть, а затем и в море.

Часть ХОП поступает со стоком р. Партизанской, с водами которой выносятся стоки г. Партизанска и стоки с расположенных в ее водосборной площади сельскохозяйственных угодий [13]. По данным, опубликованным в СМИ, выявлялись случаи использования запрещенных в России пестицидов в фермерских хозяйствах Партизанского муниципального района.

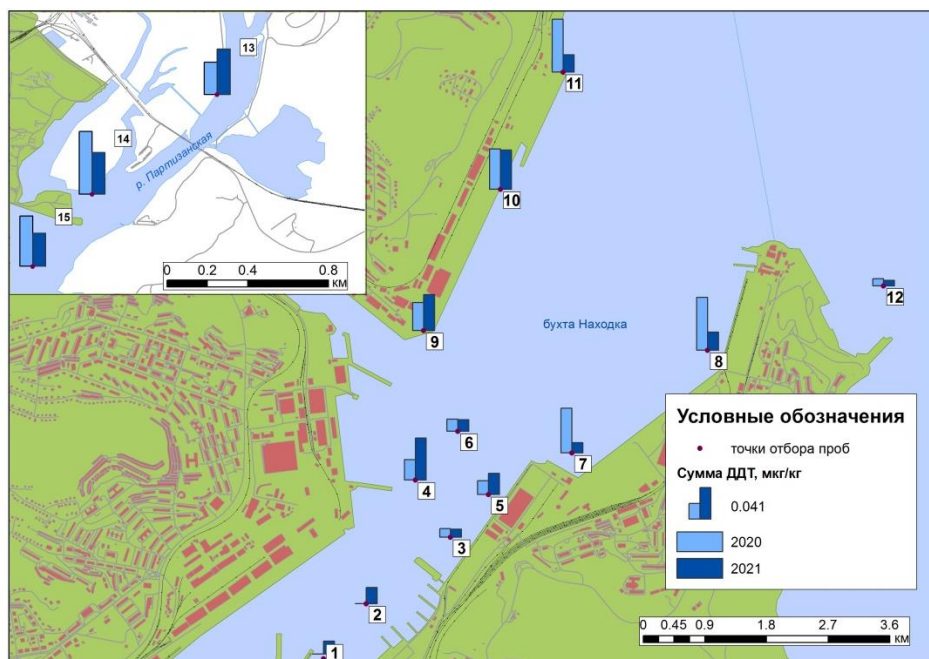


Рис. 11. Содержание пестицидов группы ДДТ в различных частях бухты Находка в 2020 и 2021 гг.

Fig. 11. Spatial distribution of total DDT, DDE and DDD in bottom sediments in different parts of Nakhodka bay in 2020 and 2021

Кроме того, в воды р. Партизанской могут поступать остаточные количества исследованных ХОП, содержащиеся в почвах. По данным [25], в соседнем с Партизанским Чугуевском районе проводился отбор проб почв для определения остаточного количества (ОК) пестицидов на трех полях КФХ «Неретин». Площадь обследования составила 127 га. По результатам анализа ОК средняя сумма ДДТ в почве составила 0,047 мг/кг, максимальное содержание составило 0,091 мг/кг, что не превысило гигиенический норматив. Содержание ОК суммы ГХЦГ не обнаружено.

Одним из возможных источников поступления ХОП в морскую среду является трансграничный перенос, в т. ч. с территории Китая. С 1950–1983 гг. в Китае было произведено 4,9 млн т ГХЦГ и 0,4 млн т ДДТ, а до официального запрета использования указанных ХОП Китай являлся одним из крупнейших производителей и потребителей [26].

Важным источником поступления ДДТ в окружающую среду является использование противообрастающих красок, содержащих ДДТ, которые применялись в Китае для защиты рыболовецких судов. По данным некоторых исследований, до 150–300 млн т ДДТ может поступать в морскую среду вследствие использования подобных красок [26]. Кроме того, на территории Китая разрешен к использованию акарицид дикофол, содержащий от 3 до 7 % ДДТ [27, 28].

Еще одним источником поступления ДДТ в морскую среду является деятельность по разведению аквакультуры. Результаты исследований [29–31] показали, что комбикорма и кормовая рыба с высоким содержанием рыбьего жира, используемые в рыбных хозяйствах, могут содержать ДДТ. С рыбохозяйственных предприятий остатки этих кормов попадают в окружающую среду без очистки.

ХОП также могут попадать в морскую среду с атмосферными осадками [32]. Как отмечено в [33], существует возможность трансграничного атмосферного переноса с территории азиатских стран, в т. ч. Китая, и осаднения ХОП на Дальнем Востоке России. После испарения с поверхности почвы они переносятся воздушными потоками в атмосфере или как газы, или в адсорбированном состоянии на атмосферных аэрозольных частицах. Отрицательные температуры способствуют осаднению СОЗ на почву. Господствующие в зимний период времени на юго-западе Хабаровского края и на западе Приморского края юго-западные ветра способствуют переносу СОЗ.

ДДТ и продукты его распада обладают полупереносными свойствами, в результате они могут распространяться на дальние расстояния и обнаруживаться вдали от источников их применения. Присутствие ГХЦГ в окружающей среде вдали от источников также может свидетельствовать о трансграничном переносе с атмосферными осадками [34].

С территории Китая также возможно поступление пестицидов с морскими течениями. С поверхностным стоком пестициды поступают в Южно-Китайское море, часть ветви Японского течения (Курисио) Желтого моря подхватывает загрязненные воды и входит в Японское море (Цусимское течение). Небольшая часть Цусимского течения выходит в Охотское море и затем Приморским течением переносится в залив Петра Великого.

Дополнительным источником поступления ХОП в природную среду могут быть также места хранения, захоронения или прямого сброса в водные объекты [28].

Заключение

Несмотря на запрет использования ХОП, они по-прежнему обнаруживаются в различных компонентах окружающей среды в связи с их устойчивостью в окружающей среде, а также по причине содержания их в составе соединений, используемых в различных видах деятельности (аквакультура, противообрастающие краски для судов).

Проведенные в 2020–2021 гг. работы показали, что донные отложения бухты Находка и устьевой области загрязнены пестицидами группы ГХГЦ (α -, β - и γ -ГХГЦ), ДДТ и его метаболитами. Их содержание за

указанный период изменилось незначительно, и для большинства исследованных пестицидов загрязнение не превышало уровней допустимых концентраций, использованных в качестве нормативных в данной работе. Исключением является только γ -ГХГЦ – среднегодовое содержание γ -ГХГЦ превышает допустимые значения по «голландским листам» на всех станциях (в среднем в 12,5 раз в 2020 г. и 9,5 в 2021 г.), среднее годовое превышение канадских нормативов CSQGs в 2020 г. составило 1,9 ДК, в 2021 г. – 1,5 ДК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стокгольмская конвенция о стойких органических загрязнителях. URL: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/pdf/pollutants.pdf (дата обращения 05.05.2022).
2. Федеральный закон «О ратификации Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях» от 27.06.2011 N 164-ФЗ (последняя редакция). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_115628/ (дата обращения 01.04.2022).
3. Avellan A., Duarte A., Rosa-Santos T. Organic contaminants in marine sediments and seawater: review for drawing environmental diagnostics and searching for informative predictors // *Science of The Total Environment*. – 2021. – V. 808. – 152012.
4. Лукьянова О.Н., Цыганков В.Ю. Морская экотоксикология. – Владивосток: Дальневост. федерал. ун-т, 2017. – 136 с.
5. Distribution, sources and ecological risks of organochlorine compounds (DDTs, HCHs and PCBs) in surface sediments from the Pearl River Estuary, China / D. Tang, X. Liu, H. He, Zh. Cui, H. Gan, Zh. Xia // *Marine pollution bulletin*. – 2020. – V. 152.
6. Качество морских вод по гидрохимическим показателям. Ежегодник 2020 / под ред. А.Н. Коршенко. – М.: Наука, 2021. – 230 с.
7. Качество морских вод по гидрохимическим показателям. Ежегодник 2019 / под ред. А.Н. Коршенко. – М.: Наука, 2020. – 200 с.
8. Качество морских вод по гидрохимическим показателям. Ежегодник 2018 / под ред. А.Н. Коршенко. – М.: Наука, 2019. – 224 с.
9. Доклад об экологической ситуации в Приморском крае за 2018 г. / Администрация Приморского края. Департамент по экологии. URL: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/environment/report-on-the-environmental-situation-1.php> (дата обращения 15.05.2022).
10. Доклад об экологической ситуации в Приморском крае за 2019 г. / Администрация Приморского края. Департамент по экологии. URL: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/environment/report-on-the-environmental-situation-1.php> (дата обращения 15.05.2022).
11. Доклад об экологической ситуации в Приморском крае за 2020 г. / Администрация Приморского края. Департамент по экологии. URL: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/environment/report-on-the-environmental-situation-1.php> (дата обращения 15.05.2022).
12. Доклад об экологической ситуации в Приморском крае за 2021 г. / Администрация Приморского края. Департамент по экологии. URL: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/environment/report-on-the-environmental-situation-1.php> (дата обращения 29.06.2022).
13. Стойкие органические загрязняющие вещества (СОЗ) в Дальневосточном регионе: моря, организмы, человек: монография / В.Ю. Цыганков, М.М. Донец, Н.К. Христофорова, Ю.П. Гумовская, А.В. Полевщиков, А.Н. Гумовский, М.Д. Боярова, А.П. Черняев, М.С. Лягуша, О.Ю. Бусарова, В.А. Лях, А.В. Литвиненко, П.Ф. Кику, И.П. Коваль, В.В. Усов. – Владивосток: Изд-во Дальневост. федерал. ун-та, 2020. – 344 с.
14. Tsygankov V.Yu. Organochlorine pesticides in marine ecosystems of the Far Eastern Seas of Russia (2000–2017) // *Water research*. – 2019. – V. 161. – P. 43–53.
15. Гидрохимический режим эстуария реки Партизанской (залив Находка, Японское море) / Г.Ю. Павлова, П.Я. Тищенко, П.Ю. Семкин, Е.М. Шкирникова, Т.А. Михайлик, Ю.А. Барабанщиков // *Водные ресурсы*. – 2015. – Т. 42. – № 4. – С. 396.
16. Динамика и структура вод в эстуарии реки Партизанской (залив Находка, Японское море) / П.Ю. Семкин, П.Я. Тищенко, В.Б. Лобанов, А.Ф. Сергеев, Ю.А. Барабанщикова, Т.А. Михайлик, Г.Ю. Павлова, А.В. Костылева, Е.М. Шкирникова, П.П. Тищенко, Т.Л. Чижова // *Водные ресурсы*. – 2019. – Т. 46. – № 1. – С. 24–34.
17. ГИС: Качество поверхностных вод Российской Федерации // Государственный гидрохимический институт. URL: <https://www.arcgis.com/apps/instant/interactivelegend/index.html?appid=bb63cf5e22f94791a6b3bfee67a42695> (дата обращения 30.06.2022).
18. Проект «Моря». Гидрометеорология и гидрохимия морей. Том VIII Японское море. Выпуск 1 Гидрометеорологические условия / под ред. А.С. Васильева, Ф.С. Терзиева, А.Н. Косарева. – СПб: Гидрометеиздат, 2003. – 398 с.
19. Canadian Sediment Quality Guidelines for DDTs. URL: <https://www.for.gov.bc.ca/hfd/library/documents/bib96709.pdf> (дата обращения 01.04.2022).
20. Canadian Council of Ministers of the Environment, Canadian Environmental Quality Guidelines. URL: <https://ccme.ca/en/summary-table> (дата обращения 01.04.2022).
21. Galanopoulos S., Vgenopoulos A., Conispolitis N. DDTs and other chlorinated organic pesticides and polychlorinated biphenyls pollution in the surface sediments of Keratsini harbour, Saronikos gulf, Greece // *Marine pollution bulletin*. – 2005. – V. 50. – P. 520–525.
22. IPEN Ocean Pollutants Guide. URL: <https://ipen.org/news/new-release-ipen-ocean-pollutants-guide-now-available> (дата обращения 1 апреля 2022).
23. DDT – A Brief History and Status // United States Environmental Protection Agency. DDT URL: <https://www.epa.gov/ingredients-used-pesticide-products/ddt-brief-history-and-status#:~:text=The%20WHO%20position%20is%20consistent,or%20not%20to%20use%20DDT> (дата обращения 1 мая 2022 г.).
24. Ezemonye L.I., Ikpesu T.O., Tongo I. Distribution of lindane in water, sediment, and fish from the Warri River of the Niger Delta, Nigeria // *Arh Hig Rada Toksikol*. – 2008. – V. 59 (4). – P. 261–270.
25. Ежегодник «Состояние загрязнения пестицидами объектов природной среды Российской Федерации в 2020 г.». – Обнинск: ФГБУ «НПО «Тайфун», 2021. – 88 с.
26. Organochlorine pesticides in soil, water and sediment along the Jinjiang River mainstream to Quanzhou Bay, southeast China / D. Yang, Sh. Qi, J. Zhang, Ch. Wu, X. Xing // *Ecotoxicology and environmental safety*. – 2013. – V. 89. – P. 59–65.
27. Spatial distribution and sources of organochlorine pesticides in surface waters of Shanghai, China / C. Chen, T. Li, W. Zou, S. Chen, K. Zhang, L. Ma // *SN Applied Sciences*. – 2020. – V. 2. – art. 1739.
28. Трансформация и форма поступления дихлордифенилтрихлорэтана (ДДТ) в почвы Москвы / Г.И. Агапкина, Е.С. Бродский, А.А. Шелепчиков, М.В. Артюхова // *Вестник Московского университета. Серия 17: Почвоведение*. – 2017. – № 3. – С. 39–46.

29. Occurrence and possible sources of organochlorine pesticides (OCPs) and polychlorinated biphenyls (PCBs) along the Chao River, China / Y. Yang, Y. Li, Zh. Shen, Zh. Yang, L. Mo, Ya. Kong, I. Lou // *Chemosphere*. – 2014. – V. 114. – P. 136–143.
30. Global assessment of organic contaminants in farmed salmon / R.A. Hites, J.A. Foran, D.O. Carpenter, M.C. Hamilton, B.A. Knuth, S.J. Schwager // *Science*. – 2004. – V. 303 (5655). – P. 226–229.
31. Contamination by polybrominated diphenyl ethers and persistent organochlorines in catfish and feed from Mekong River Delta, Vietnam / N.H. Minh, Minh T.B., N. Kajiwarra, T. Kunisue, H. Iwata, P.H. Viet // *Environmental toxicology and chemistry*. – 2006. – V. 25.
32. Ростов И.Д., Рудых Н.И., Ростов В.И. Межгодовая динамика уровня загрязненности акваторий залива Петра Великого за последние 40 лет // *Вестник Дальневосточного отделения Российской академии наук*. – 2015. – № 6 (184). – С. 49–63.
33. Распределение стойких органических загрязнителей в системе почва – атмосферный воздух в Сибири и на Дальнем Востоке / Е.А. Мамонтова, Е.Н. Тарасова, М.И. Кузьмин, Б.З. Борисов, А.П. Бульбан, С.И. Левшина, Е.В. Лепская, О.Д. Трегубов, С.Г. Юрченко, А.А. Мамонтов // *Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология*. – 2014. – № 5. – С. 418–428.
34. Executive summary of the report prepared by the Joint Task Force on the Health Aspects of Air Pollution of the World Health Organization // European Centre for Environment and Health and the Executive Body. URL: <https://digitallibrary.un.org/record/468102?ln=en> (дата обращения 01.07.2022).

Поступила: 14.12.2022 г.

Прошла рецензирование: 22.02.2023 г.

Информация об авторах

Мазлова Е.А., доктор технических наук, профессор Российского государственного университета нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина.

Блиновская Я.Ю., доктор технических наук, профессор Дальневосточного федерального университета.

Соколова Л.И., кандидат химических наук, профессор Дальневосточного федерального университета.

Турсунова Г.Ш., аспирант кафедры промышленной экологии Российского государственного университета нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина.

UDC 502.052, 504.054

ORGANOCHLORINE PESTICIDES POLLUTION OF THE BOTTOM SEDIMENTS OF NAKHODKA BAY AND PARTIZANSKAYA RIVER

Elena A. Mazlova¹,
mazlovaea@gmail.com

Yana Yu. Blinovskaya²,
blinovskaya@hotmail.com

Larisa I. Sokolova²,
lisokolova@bk.ru

Gulnara Sh. Tursunova¹,
merkora@gmail.com

¹ I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University),
65, Lenin avenue, Moscow, 119991, Russia.

² Far Eastern Federal University,
10 Ajax Bay, Russky Island, Vladivostok, 690922, Russia.

Relevance. The new data on the organochlorine pesticides pollution of the bottom sediments of Nakhodka bay and Partizanskaya river were obtained in 2020–2021.

The objective of the article is to report the organochlorine pesticides pollution level of the bottom sediments and to define the possible sources of organochlorine pesticides in the marine environment

Techniques: sample collection of bottom sediments, Gas Chromatography Mass Spectrometry analysis of samples, Gas-liquid Chromatography method with electronic capture detector, statistical processing, assessment of the organochlorine pesticides contamination of sediments

Results. The new data were obtained on the organochlorine pesticides concentrations in Nakhodka bay in 2020–2021. The previous data on the studied area are described. The concentration of HCH pesticides (α -, β - and γ -HCH), DDT and its metabolites was analyzed. It was found that the concentration of α -, β - HCH and DDT in bottom sediments increased in 2021. To determine the quality of bottom sediments, the average annual values of organochlorine pesticides concentrations in the bottom sediments gathered during the field works were compared with the quality guidelines. There are no approved quality guidelines for maximum permissible concentrations of pollutants in bottom sediments in the Russian Federation. For this reason, the quality guidelines applied in foreign countries («Dutch sheets» (Neue Niederländische Liste, NNL) and Canadian quality standards for marine and estuarine bottom sediments (Canadian Sediment Quality Guidelines, CSQGs)) were used. Possible sources of organochlorine pesticides in the marine environment were analyzed. The results of this work showed that despite the ban on the use of these substances, these pesticides are included in the multiple compounds used in different industries and continue to enter and accumulate in the marine environment.

Key words:

pollution, persistent organic pollutants, organochlorine pesticides, bottom sediments, marine environment.

REFERENCES

1. Stokgolmskaya konventsia o stoykikh organicheskikh zagryaznitelyakh [Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants]. 2001. Available at: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/pdf/pollutants.pdf (accessed 5 May 2022).
2. Federalny zakon «O ratifikatsii Stokgolmskoy konventsii o stoikikh organicheskikh zagryaznitelyakh» ot 27.06.2011 (poslednyaya redaktsiya) [Federal Law «On Ratification of the Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants» N 164-FZ of 06.27.2011]. Available at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_115628/ (accessed 1 April 2022).
3. Avellan A., Duarte A., Rosa-Santos T. Organic contaminants in marine sediments and seawater: A review for drawing environmental diagnostics and searching for informative predictors. *Science of The Total Environment*, 2022, vol. 808, 152012.
4. Lukyanova O.N., Tsygankov V.Yu. *Morskaya ekotoksikologiya* [Marine ecotoxicology]. Vladivostok, Far East Federal University Press, 2017. 136 p.
5. Tang D., Liu X., He H., Cui Zh., Gan H., Xia Zh. Distribution, sources and ecological risks of organochlorine compounds (DDTs, HCHs and PCBs) in surface sediments from the Pearl River Estuary, China. *Marine pollution bulletin*, 2020, vol. 152.
6. *Kachestvo morskikh vod po gidrokhimicheskim pokazatelyam. Ezhegodnik 2020* [Marine Water Pollution. Annual Report 2020]. Ed. by A.N. Korshenko. Moscow, Nauka Publ., 2021. 230 p.
7. *Kachestvo morskikh vod po gidrokhimicheskim pokazatelyam. Ezhegodnik 2019* [Marine Water Pollution. Annual Report 2019]. Ed. by A.N. Korshenko. Moscow, Nauka Publ., 2020. 200 p.
8. *Kachestvo morskikh vod po gidrokhimicheskim pokazatelyam. Ezhegodnik 2018* [Marine Water Pollution. Annual Report 2018]. Ed. by A.N. Korshenko. Moscow, Nauka Publ., 2019. 224 p.
9. *Doklad ob ekologicheskoy situatsii v Primorskom krae za 2018 g.* Administratsiya Primorskogo kraia. Departament po ekologii [Report on the environmental situation in Primorsky district in 2018. Primorsky district administration. Environmental Department]. Available at: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/environment/report-on-the-environmental-situation-1.php> (accessed 15 May 2022).
10. *Doklad ob ekologicheskoy situatsii v Primorskom krae za 2019 g.* Administratsiya Primorskogo kraia. Departament po ekologii [Report on the environmental situation in Primorsky district in 2019. Primorsky district administration. Environmental Department]. Available at: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/environment/report-on-the-environmental-situation-1.php> (accessed 15 May 2022).
11. *Doklad ob ekologicheskoy situatsii v Primorskom krae za 2020 g.* Administratsiya Primorskogo kraia. Departament po ekologii [Report on the environmental situation in Primorsky district in 2020. Primorsky district administration. Environmental Department]. Available at: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/environment/report-on-the-environmental-situation-1.php> (accessed 15 May 2022).

- agencies/departments/environment/report-on-the-environmental-situation-1.php (accessed 15 May 2022).
12. *Doklad ob ekologicheskoy situatsii v Primorskom krae za 2021 g.* Administratsiya Primorskogo kraia. Departament po ekologii [Report on the environmental situation in Primorsky district in 2021. Primorsky district administration. Environmental Department]. Available at: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/environment/report-on-the-environmental-situation-1.php> (accessed 29 June 2022).
 13. Tsygankov V.Yu., Donets M.M., Khristoforova N.K., Gumovskaya Yu.P., Polevshchikov A.V., Gumovsky A.N., Boyarova M.D., Chernyaev A.P., Lyagusha M.S., Busarova O.Yu., Lyakh V.A., Litvinenko A.V., Kiku P.F., Koval I.P., Usov V.V. *Stoikiye organicheskie zagryaznyayushchie veshchestva (SOZ) v Dalnevostochnom regione: morya, organizmy, chelovek: monografiya* [Persistent organic pollutants (POPs) in the Far Eastern Region: Seas, Organisms]. Vladivostok, Far East Federal University Press, 2020. 344 p.
 14. Tsygankov V.Yu. Organochlorine pesticides in marine ecosystems of the Far Eastern Seas of Russia (2000–2017). *Water research*, 2019, vol. 161, pp. 43–53.
 15. Pavlova G.Y., Tishchenko P.Y., Semkin P.Y., Shkirknikova E.M., Mikhailik T.A., Barabanshchikov Y.A. Hydrochemical regime of the Partizanskaya r. estuary, Nakhodka bay, the sea of Japan. *Water resources*, 2015, vol. 42 (4), pp. 468–476.
 16. Semkin P.Y., Tishchenko P.Y., Lobanov V.B., Sergeev A.F., Barabanshchikov Y.A., Mikhailik T.A., Pavlova G.Y., Shkirknikova E.M., Tishchenko P.P., Chizhova T.L., Kostyleva A.V. Water dynamics and structure in the estuary of the Partizanskaya river (Nakhodka bay, sea of Japan). *Water resources*, 2019, vol. 42 (4), pp. 24–34. In Rus.
 17. *GIS: Kachestvo poverkhnostnykh vod Rossiiskoy Federatsii. Gosudarstvennyy gidrokhimicheskiy institut* [Surface waters quality of the Russian Federation GIS. State hydrological institute]. Available at <https://www.arcgis.com/apps/inspector/interactivelog/index.html?appid=bb63cf5e22f94791a6b3bfee67a42695> (accessed 30 June 2022).
 18. Vasilev A.S., Terziev F.S., Kosarev A.N. *Proekt «Morya». Gidrometeorologiya i gidrokhimiya morey. T. VIII. Yaponskoe more. Vyp. 1. Gidrometeorologicheskie usloviya* [The Seas project. Marine hydrometeorology and hydrochemistry. Vol. VIII. Japan sea. Iss. 1. Hydrometeorology]. Saint Petersburg, Gidrometeoizdat Publ., 2003. 398 p.
 19. *Canadian Sediment Quality Guidelines for DDTs*. Available at: <https://www.for.gov.bc.ca/hfd/library/documents/bib96709.pdf> (accessed 1 April 2022).
 20. *Canadian Council of Ministers of the Environment, Canadian Environmental Quality Guidelines*. Available at: <https://ccme.ca/en/summary-table> (accessed 1 April 2022).
 21. Galanopoulou S., Vgenopoulos A., Conisopolitis N. DDTs and other chlorinated organic pesticides and polychlorinated biphenyls pollution in the surface sediments of Keratsini harbour, Saronikos gulf, Greece. *Marine pollution bulletin*, 2005, vol. 50, pp. 520–525.
 22. *IPEN Ocean Pollutants Guide*. Available at: <https://ipen.org/news/new-release-ipen-ocean-pollutants-guide-now-available> (accessed 1 April 2022).
 23. *DDT – A Brief History and Status*. United States Environmental Protection Agency. Available at: <https://www.epa.gov/ingredients-used-pesticide-products/ddt-brief-history-and-status#:~:text=The%20WHO%20position%20is%20consistent,or%20not%20to%20use%20DDT> (accessed 1 May 2022).
 24. Ezemonye L.I., Ikpesu T.O., Tongo I. Distribution of Lindane in Water, Sediment, and Fish from the Warri River of the Niger Delta, Nigeria. *Arh Hig Rada Toksikol*, 2008, vol. 59 (4), pp. 261–270.
 25. *Ezhegodnik «Sostoyanie zagryazneniya pestitsidami obektov prirodnoy sredy Rossiiskoy Federatsii v 2020 g.»* [Pesticides pollution of the environment. Annual report 2020]. Obninsk, «NPO «Taifun»» Publ., 2021. 88 p.
 26. Yang D., Qi Sh., Zhang J., Wu Ch., Xing X. Organochlorine pesticides in soil, water and sediment along the Jinjiang River mainstream to Quanzhou Bay, southeast China. *Ecotoxicology and environmental safety*, 2013, vol. 89, pp. 59–65.
 27. Chen C., Li T., Zou W., Chen S., Zhang K., Ma L. Spatial distribution and sources of organochlorine pesticides in surface waters of Shanghai, China. *SN Applied Sciences*, 2020, vol. 2, art. 1739.
 28. Agapkina G.I., Brodskii E.S., Shelepchikov A.A., Artyukhova M.V. Transformatsiya i forma postupleniya dikhlordifeniltrikhloretana (DDT) v pochvy Moskvy [Transformation and applying form of dichlorodiphenyltrichloroethane (DDT) in soils of Moscow city]. *Bulletin of the Moscow University. Series 17. Soil Science*, 2017, vol. 3, pp. 39–46. In Rus.
 29. Yang Y., Li Y., Shen Zh., Yang Zh., Mo L., Kong Ya., Lou I. Occurrence and possible sources of organochlorine pesticides (OCPs) and polychlorinated biphenyls (PCBs) along the Chao River, China. *Chemosphere*, 2014, vol. 114, pp. 136–143.
 30. Hites R.A., Foran J.A., Carpenter D.O., Hamilton M.C., Knuth B.A., Schwager S.J. Global assessment of organic contaminants in farmed salmon. *Science*, 2004, vol. 303, Iss. 5655, pp. 226–229.
 31. Minh N.H., Minh T.B., Kajiwaru N., Kunisue T., Iwata H., Viet P.H. Contamination by polybrominated diphenyl ethers and persistent organochlorines in catfish and feed from Mekong River Delta, Vietnam. *Environmental toxicology and chemistry*, 2006, vol. 25.
 32. Rostov I.D., Rudykh N.I., Rostov V.I. Interannual dynamics of pollution level of the Peter the Great bay water areas for the last 40 years. *Vestnik Dalnevostochnogo otdeleniya Rossiiskoy akademii nauk*, 2015, vol. 6 (184), pp. 49–63. In Rus.
 33. Mamontova E.A., Tarasova E.N., Kuzmin M.I., Bulban A.P., Levshina S.I., Lepskaya E.V., Tregubov O.D., Yurchenko S.G., Mamontov A.A. Distribution of persistent organic pollutants in the soil-atmosphere system in Siberia and the Far East of Russia. *Geoekologiya. Inzhenernaya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya*, 2014, vol. 5, pp. 418–428. In Rus.
 34. *Executive summary of the report. Joint Task Force on the Health Aspects of Air Pollution of the World Health Organization/European Centre for Environment and Health and the Executive Body*. Available at: <https://digitallibrary.un.org/record/468102?ln=en> (accessed 1 July 2022).

Received: 14 December 2022.

Reviewed: 22 February 2023.

Information about the authors

Elena A. Mazlova, Dr. Sc., professor, I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University).

Yana Yu. Blinovskaya, Dr. Sc., professor, Far Eastern Federal University.

Larisa I. Sokolova, Cand. Sc., professor, Far Eastern Federal University.

Gulnara Sh. Tursunova, postgraduate student, I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University).

УДК 519.635.8

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОРИСТЫХ ГЕОМЕТРИЧЕСКИ НЕЛИНЕЙНЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ НАНОПЛАСТИН С УЧЕТОМ ВЛАЖНОСТИ

Крысько Антон Вадимович¹,
anton.krysko@gmail.com

Калуцкий Леонид Александрович¹,
leon199703@gmail.com

Захарова Алёна Александровна²,
zaawmail@gmail.com

Крысько Вадим Анатольевич¹,
tak@san.ru

¹ Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 15.

² Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова Российской академии наук, Россия, 117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, 65.

Актуальность. Изучается проблема напряженно-деформированного состояния и несущей способности пористых металлических нанопластин с учётом больших деформаций, а именно в нефтегазовой промышленности для очистки от твёрдых фракций стволов скважин в процессе их обустройства и обеспечения притока флюида при эксплуатации; а также в аэрокосмической, медицинской промышленности, приборостроении и др. Пористые металлические фильтры в виде пластин предлагается применять в качестве фильтров для удаления твердых частиц в стволе добывающих скважин в призабойной зоне пласта с целью повышения эффективности фильтрации мультифазного флюида и снижения рисков аварийности.

Цель: разработка новой модели пористых нанопластин с учётом влажности. Разработанная модель позволяет описывать реальные работы изучаемых объектов в нефтегазовой промышленности и других отраслях; построение эффективных и быстродействующих методов исследования пористых металлических нанопластин.

Методы: метод вариационных итераций – расширенный метод Канторовича, обладающий высокой точностью решения нелинейных задач, быстродействием. Корректность применения этого метода обусловлена доказательством теорем его сходимости, принадлежащих авторам. Кроме того, полученные решения сопоставляются с решениями, полученными методом Бубнова–Галеркина в высших приближениях и методом конечных разностей второго порядка точности, а также с решениями, полученными другими авторами.

Результаты и выводы. Построена модель пористых гибких нанопластинок с учётом влажности. Нанозффекты описываются по модифицированной моментной теории упругости. Дается дальнейшее развитие метода вариационных итераций применительно к исследованию напряженно-деформированного состояния пористых металлических нанопластин при больших деформациях. Анализируются типы пористости материала, размерно-зависимый нанопараметр, распределение влажности, показатель пористости и граничные условия на несущую способность пористых металлических пластин. Выявлен тип пористого материала, имеющий наибольшую несущую способность.

Ключевые слова:

Пористые металлические нанопластины, очистка от твердых фракций при освоении и эксплуатации скважин, типы пористости, влияние влажности, модифицированная моментная теория упругости, метод вариационных итераций.

Введение

Обеспечение безаварийной работы добывающих нефтяных и газовых скважин является важной задачей, а снижение ресурсоемкости добычи углеводородов достигается при применении новых технологий, обеспечивающих эффективную работу в экстремальных условиях, к которым относятся высокое давление, температура и влажность. При освоении скважин необходима очистка призабойной зоны пласта от твердых фракций, качество очистки влияет на работоспособность оборудования и сокращает сроки вывода на промышленные притоки флюида. Рассмотрим требования, предъявляемые к материалам для производства таких фильтров.

По сравнению с плотными твердыми металлами, пористые металлы имеют низкую плотность, боль-

шую удельную площадь поверхности, хорошее поглощение энергии. Пористые металлы обладают хорошим теплообменом, радиационными свойствами, превосходным звукопоглощением, хорошим проникновением и инфильтрационными свойствами.

Пористые материалы могут демонстрировать комплексные физико-механические свойства и использоваться в различных отраслях промышленности: нефтехимической, нефтегазовой, биоинженерной, аэрокосмической, электронной и коммуникационной, транспортной, атомной энергетике, медицине, охране окружающей среды, металлургии, машиностроении. Это обусловлено их широкими возможностями, такими как разделение/фильтрация потока, звукопоглощение и шумоподавление, демпфирование, электромагнитное экранирование, теплоизоляция и огнестойкость [1–9]. Пористые металлы могут быть пре-

вращены в фильтры, жидкостные сепараторы, теплообменники, радиаторы тепла, огнестойкие, глушители, демпферы, пористые электроды, катализаторы и их носители, человеческие имплантаты.

Металлические пены с открытыми ячейками обладают хорошей проницаемостью и могут быть превращены в фильтры [1]. Пористый металлический фильтр может удалять твердые частицы в жидкости (масло, криоген, расплав полимера и суспензия) или в газовой среде (воздух). Распространёнными формами фильтра являются: трубка, панель, лист, пластина, чашка и колпачок [10]. При использовании капиллярного эффекта осуществляется селективное проникновение жидкости в некоторые фильтрующие материалы и может быть достигнуто разделение газ–жидкость и жидкость–жидкость [10].

Кроме нефтегазодобывающей промышленности, пористые металлы применяются для широкого спектра задач в ряде отраслей промышленности. Например, в аэрокосмической промышленности пористые нержавеющие стали используются для очистки гидравлического масла в гироскопах и газа в автоматических топливных магистралях, а также рециркуляции катализаторов в углеводородном процессе.

Спрос на пористые материалы с высокотемпературными свойствами, способностью к высокому давлению и коррозионной стойкостью растёт в нефтехимии, текстильной и бумажной промышленности. Например, пористые углеродистые материалы используются для удаления песка и грязи во время бурения нефтяных скважин, а железные пены могут разделять нефть и воск при нефтепереработке.

Пористые металлические конструкции – пластины и оболочки – анализируются в работах [11–20]. В работе [11] решаются задачи о смятии и прогибе круглой пористой пластины с шарнирно прикреплённым краем, находящейся под радиальным равномерным сжатием и равномерно распределённой нагрузкой с использованием метода Бубнова–Галеркина (Bubnov–Galerkin method (BGM)) в первом приближении, такое решение является сугубо приближенным. При этом рассматривается тип распределения пор, когда максимальная пористость находится в центре пластины.

Изогеометрический анализ эффекта малых размеров для линейных и нелинейных реакций пористой микропластины из металлической пены с помощью модифицированной теории парных напряжений проводится в работах [12–15]. Свойства материала микропластины из металлической пены получены на основе трех моделей изменения пористости, а именно равномерного, симметричного и асимметричного изменения по толщине микропластины. Исследовано влияние различных параметров, включая распределение пористости, коэффициент пористости, отношение длины к толщине, граничные условия и параметр масштаба длины, на изгибание микропластины. Шаблон с симметричной пористостью имеет наилучшие характеристики линейного и нелинейного откликов [12].

Анализ нелинейного смятия и реакции после смятия несовершенных пористых пластин и оболочек проведен в работах [16, 17]. Предполагается, что по-

ристые материалы с модулями упругости изменяются по толщине пластины в соответствии с двумя различными типами распределения. Управляющие уравнения получены на основе классической теории оболочек с учетом нелинейности фон Кармана и начального геометрического несовершенства. Явные соотношения кривых нагрузка–прогиб для прямоугольных пористых пластин определяются с помощью метода BGM в первом приближении, что также является приближенным решением. Анализируются влияния распределений пористости, коэффициента пористости, граничных условий и несовершенств на поведение пластин после смятия. Результаты показывают, что критические нагрузки смятия уменьшаются с увеличением коэффициента пористости [16].

В работе [18] проводится исследование изгибания геометрически несовершенных нанобалок из металлической пены с симметричным и асимметричным распределением пористости. В работе [19] проведен анализ колебаний пористых нанопластин из керамики и металла с учетом влажности с использованием метода BGM. Показано, что нанопоры и изменение влажности оказывают заметное влияние на частоты колебаний наноразмерных пластин.

Нелинейный анализ изгибания несовершенных цилиндрических оболочек из пористой металлической пены при осевом сжатии проведен в [20]. Для оболочек из металлической пены пористость распределена равномерно, симметрично и асимметрично в направлении толщины. С использованием теории оболочек Донелла–Кармана получены нелинейные уравнения равновесия. Критическая нагрузка смятия и кривые равновесия смятия для совершенных и несовершенных оболочек решаются с помощью процедуры BGM, решение также получено в первом приближении и является приближенным. Анализируется влияние коэффициента пористости, несовершенств, распределения пористости и геометрии на поведение цилиндрической оболочки при смятии.

Приведённый выше анализ работ, посвященных пористым металлическим нанопластинам, чрезвычайно ограничен. Решения, полученные методом BGM в первом приближении, являются приближенными и могут не соответствовать выводам, приведенным в работах.

В настоящем исследовании разработана модель пористых металлических гибких нанопластин. Для полученных дифференциальных уравнений проведено доказательство существования решения, а численные решения статических задач пористых металлических нанопластин осуществляются методом вариационных итераций – расширенный метод Канторовича (variational iterations method – extended Kantorovich method (VIM)). Для данного метода существует доказательство его сходимости [21], и в ряде работ показана его эффективность [22–26], причем решение, полученное с помощью метода VIM, можно считать точными. Следует отметить, что VIM обладает высокой скоростью решения. Достоверность результатов демонстрируется совпадением решений, полученных VIM и BGM в высших приближениях (исследуется сходимость этого метода для функций и вторых про-

изводных), а также методом конечных разностей второго порядка точностей (finite difference method of second order of accuracy (FDM)) (также исследуется сходимость этого метода для функций и вторых производных). В настоящей работе исследуются эффекты нано-размерного параметра, типа пористости материала, показателя пористости и граничных условий.

Математическая модель металлических пористых гибких нанопластин

Рассмотрим прямоугольную в плане пластинку, которая описывается как трехмерное тело

$$\Omega \in \left\{ 0 \leq x \leq a, 0 \leq y \leq b, -\frac{h}{2} \leq z \leq +\frac{h}{2} \right\}$$

длиной a , шириной b и постоянной толщины h . Средняя поверхность при $z=0$ обозначена как $S = \{x, y / (x, y) \in [0, a] \times [0, b]\}$ (рис. 1).

Для получения исходных уравнений приняты следующие гипотезы:

- 1) гипотеза Киргофа;
- 2) геометрическая нелинейность учитывается по теории Теодора фон Кармана;
- 3) наноэффекты – по модифицированной моментной теории упругости Янга [27];
- 4) материал пластины пористый, упругий, свойства которого изменяются по z : модуль Юнга $E=E(z)$, коэффициент Пуассона $\mu=\mu(z)$ и коэффициент влажностного расширения $\beta=\beta(z)$. Приняты три модели пористости [28], которые описываются степенными функциями:

- однородная пористость ПМ 1 (ПМ – пористый металл) (рис. 1, 2):

$$\begin{aligned} E(z) &= E_m - E_m \Gamma / 2, \\ \mu(z) &= \mu_m - \mu_m \Gamma / 2, \\ \beta(z) &= \beta_m - \beta_m \Gamma / 2, \end{aligned} \quad (1)$$

- повышенная пористость от верхней и нижней поверхностей к центру ПМ 2 (рис. 1, 2):

$$\begin{aligned} E(z) &= E_m - E_m (1/2 - |z|/h) \Gamma, \\ \mu(z) &= \mu_m - \mu_m (1/2 - |z|/h) \Gamma, \\ \beta(z) &= \beta_m - \beta_m (1/2 - |z|/h) \Gamma, \end{aligned} \quad (2)$$

- уменьшенная пористость от верхней и нижней поверхностей к центру ПМ 3 (рис. 1, 2):

$$\begin{aligned} E(z) &= E_m - E_m |z| \Gamma / h, \\ \mu(z) &= \mu_m - \mu_m |z| \Gamma / h, \\ \beta(z) &= \beta_m - \beta_m |z| \Gamma / h, \end{aligned} \quad (3)$$

здесь E_m , μ_m , β_m – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент влажностного расширения металла; Γ – показатель пористости. В работе [28] обосновано изменение параметра $\Gamma \in [0; 0,4]$, 0 – отсутствие пор.

На рис. 2 показано изменение модуля Юнга по толщине пластины в зависимости от типа распределения пор для показателя пористости $\Gamma=0,2; 0,4$. Цветовая гамма кривых указана на рис. 2.

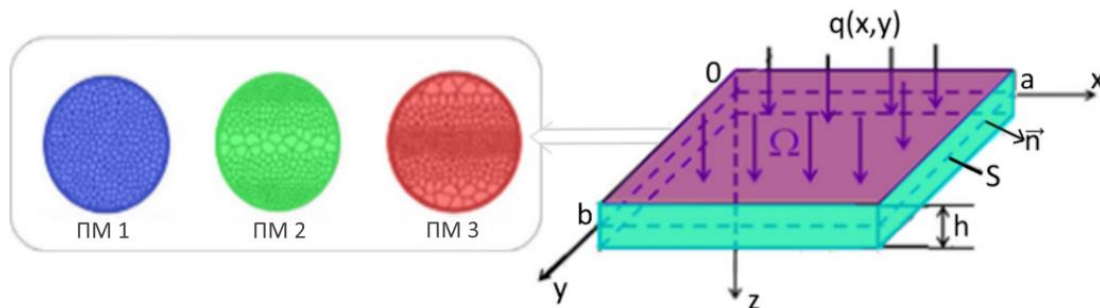


Рис. 1. Прямоугольная в плане нанопластинка из пористого металла

Fig. 1. Rectangular in plan nanoplatelet made of porous metal

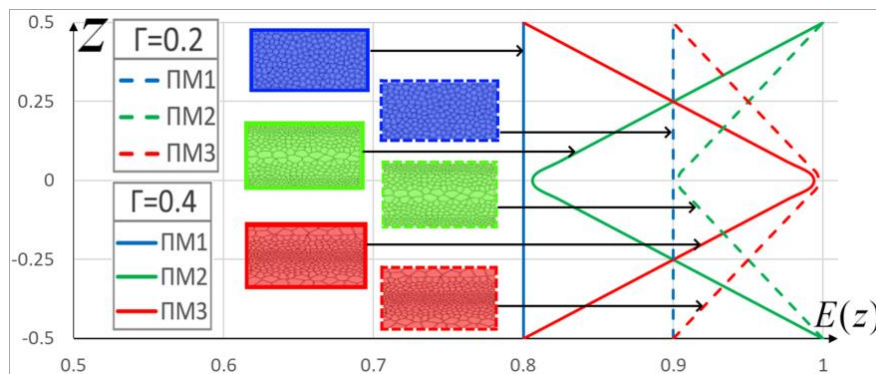


Рис. 2. Изменение модуля Юнга по толщине пластины в зависимости от типа распределения пор (1–3)

Fig. 2. Young's modulus variation along the plate thickness depending on the type of pore distribution (1–3)

Выражение упругой энергии имеет вид

$$U = \frac{1}{2} \int_{\Omega} \left(\sigma_{xx} \varepsilon_{xx} + \sigma_{yy} \varepsilon_{yy} + \sigma_{xy} \varepsilon_{xy} + m_{xx} \chi_{xx} + m_{yy} \chi_{yy} + m_{xy} \chi_{xy} \right) d\Omega. \quad (4)$$

В выражении (4) первые три слагаемых – слагаемые классической теории, подчеркнутые слагаемые описываются по модифицированной моментной теории упругости – учитываются моменты высшего порядка;

$$W = \iint_S q(x, y) w(x, y) dS,$$

$$K = \frac{1}{2} \int_S \int_{-h/2}^{h/2} \rho(z) \left(\frac{\partial w}{\partial t} \right)^2 dz dS$$

– работа внешних сил и кинетическая энергия соответственно; $w(x, y)$ – функция прогиба; $\rho(z)$ – плотность материала; $q(x, y)$ – поперечная нагрузка на пластинку.

Согласно гипотезе Кирхгофа и Т. фон Кармана, деформации произвольной точки пластинки вычисляются по формулам (5):

$$\begin{aligned} \varepsilon_{xx} &= -z \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial x} \right)^2, \\ \varepsilon_{yy} &= -z \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial y} \right)^2, \\ \varepsilon_{xy} &= -2z \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y} + \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial x} \frac{\partial w}{\partial y}. \end{aligned} \quad (5)$$

Согласно закону Гука и теории Янга,

$$\begin{aligned} \sigma_{xx} &= \frac{E(z)}{1 - \mu(z)^2} \left[\varepsilon_{xx} - \mu(z) \varepsilon_{yy} - \beta(z) C(x, y, z) \right], \\ \sigma_{yy} &= \frac{E(z)}{1 - \mu(z)^2} \left[\varepsilon_{yy} - \mu(z) \varepsilon_{xx} - \beta(z) C(x, y, z) \right], \\ \sigma_{xy} &= \frac{E(z)}{2(1 + \mu(z))} \varepsilon_{xy}, \quad m_{xy} = \frac{-E(z)}{2(1 + \mu(z))} l^2 \chi_{xy}, \\ m_{xx} &= \frac{E(z)}{(1 + \mu(z))} l^2 \chi_{xx}, \quad m_{yy} = \frac{E(z)}{(1 + \mu(z))} l^2 \chi_{yy}, \\ \chi_{xx} &= \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y}, \quad \chi_{yy} = -\frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y}, \quad \chi_{xy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial y^2} - \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} \right), \end{aligned} \quad (6)$$

где σ_{xx} , σ_{yy} , σ_{xy} обозначают компоненты классического тензора напряжений; m_{xx} , m_{yy} , m_{xy} – моменты высшего порядка девиаторной части симметричного тензора; χ_{xx} , χ_{yy} , χ_{xy} – компоненты симметричного тензора кривизны; $C(x, y, z)$ – распределение влажности; $\beta(z)$ – коэффициент влажностного расширения. В законе Гука (6) влажность учитывается подчеркнутыми членами в выражении для σ_{xx} , σ_{yy} , что в конечном итоге приводит к дифференциальным уравнениям (8) с учетом влажности, которую важно учитывать для пористых структур.

Используя принцип Остроградского–Гамильтона (7)

$$\int_{t_0}^{t_1} \delta(-U + W + K) dt = 0, \quad (7)$$

получим систему нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных движения пори-

стых металлических нанопластин в смешанной форме относительно функций прогиба $w(x, y)$ и функции напряжений $F(x, y)$. Для задач статики уравнения типа Донелла–Кармана в безразмерной форме запишутся как (8), черточки над безразмерными параметрами для простоты опущены:

$$\begin{cases} D \left(\lambda^2 \frac{\partial^4 w}{\partial x^4} + 2 \frac{\partial^4 w}{\partial x^2 \partial y^2} + \frac{\partial^4 w}{\partial y^4} \right) - \\ - \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} \frac{\partial^2 F}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} - 2 \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y} \frac{\partial^2 F}{\partial x \partial y} \right) = q - \Delta M_c, \\ \left(\lambda^2 \frac{\partial^4 F}{\partial x^4} + 2 \frac{\partial^4 F}{\partial x^2 \partial y^2} + \frac{\partial^4 F}{\partial y^4} \right) + \\ + \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} - \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y} \right)^2 = 0. \end{cases} \quad (8)$$

$$\text{В уравнениях (8) } D = \int_{-1/2}^{1/2} \left(\frac{E(z) z^2}{1 - \mu^2(z)} + \frac{l^2}{1 + \mu(z)} \right) dz -$$

цилиндрическая жёсткость с учетом нанопараметра l – размерно-зависимого коэффициента; $l=0$ – для классической теории и $l \in (0; 1]$ – для нанопластин с учётом модифицированной моментной теории [11],

$M_c(x, y) = \int_{-1/2}^{1/2} \frac{\beta(z) E(z)}{(1 - \mu(z))} \Delta C(x, y, z) z dz$ – влажностный момент [19].

В работе рассматриваются следующие граничные условия.

I. Шарнирное опирание по контуру на гибкие несжимаемые (нерастяжимые) касательные плоскости ребра [29]

$$\begin{aligned} w = 0, \quad \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial y^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} = 0 \quad \text{для } x = 0; 1, \\ w = 0, \quad \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial y^2} = 0 \quad \text{для } y = 0; 1. \end{aligned} \quad (9)$$

II. Свободное опирание по контуру [29]

$$\begin{aligned} w = 0, \quad \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial y^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial x \partial y} = 0 \quad \text{для } x = 0; 1, \\ w = 0, \quad \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial x \partial y} = 0 \quad \text{для } y = 0; 1. \end{aligned} \quad (10)$$

III. Защемление по контуру пластинки:

$$w(x, y)|_{n=0} = F(x, y)|_{n=0} = \frac{\partial w}{\partial \bar{n}} = \frac{\partial F}{\partial \bar{n}} = 0, \quad (11)$$

где $\bar{n}$ – нормаль к контуру пластинки.

IV. Защемление по контуру на гибкие нерастяжимые (несжимаемые) касательные плоскости ребра [29]

$$\begin{aligned} w = 0, \quad \frac{\partial w}{\partial x} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial y^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} = 0 \quad \text{для } x = 0; 1, \\ w = 0, \quad \frac{\partial w}{\partial y} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 F}{\partial y^2} = 0 \quad \text{для } y = 0; 1, \end{aligned} \quad (12)$$

визуализация граничных условий (9)–(12) приведена в табл. 1.

Таблица 1. Визуализация граничных условий

Table 1. Visualization of boundary conditions

Граничные условия/Boundary conditions			
(9)	(10)	(11)	(12)

Параметр l позволяет учитывать особенности микроструктуры материала и передавать эффект размера. Нанопластиной является пластинка, толщина которой находится в нано диапазоне $h < 1000$ нм. В работе [30] и в настоящей работе величина размерно зависимого нанопараметра составляет $l = 2,9$ нм. В настоящей работе при проведении численных экспериментов для нанопластины принято безразмерное значение $\bar{l} = 0,4$, что соответствует $h = l / \bar{l} = 7,25$ нм.

Уравнения (8)–(12) приведены к безразмерному виду следующим образом

$$\bar{w} = \frac{w}{h}, \bar{F} = \frac{F}{E_m h}, \bar{E} = \frac{E}{E_m}, \lambda = \frac{a}{b},$$

$$\bar{l} = \frac{l}{h}, \bar{x} = \frac{x}{a}, \bar{y} = \frac{y}{b}, \bar{q} = q \frac{a^2 b^2}{E h^4}, \quad (13)$$

черточки над безразмерными параметрами в (8)–(12) для простоты опущены.

Методы решения и достоверность получаемых результатов

Для получения достоверных решений применим к уравнениям (8)–(12) несколько методов, различных по своей структуре: вариационные методы (вариационный метод BGM в высших приближениях); сеточный метод FDM; вариационно-сеточный метод (метод вариационных итераций в первом приближении (VIM 1) и во втором приближении (VIM 2)). При получении решения VIM 1 в первом приближении накладывалось ограничение идеи Фурье о разделении переменных, а при решении VIM 2 рассматривалась уже двухчленная аппроксимация основных функций. Считаем, что решения, полученные с помощью VIM 2, обладают самой высокой точностью, так как на каждом шаге нагружения строится набор функций, удовлетворяющих искомому дифференциальным уравнениям, в то время как в методе BGM в его классической постановке задается набор функций, удовлетворяющих соответствующим условиям, а в сеточном методе FDM решения существенно зависят от числа разбиения области S . Эффективность метода VIM была продемонстрирована как для полноразмерных структур, так и для наноструктур в работах [21–26].

При применении метода BGM система аппроксимирующих функций для краевых условий (9) была принята в виде

$$w(x, y) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N A_{i,j} \sin(i\pi x) \sin(j\pi y),$$

$$F(x, y) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N B_{i,j} \sin(i\pi x) \sin(j\pi y). \quad (14)$$

После применения метода BGM к системе (8) получаем систему N^2 нелинейных алгебраических уравнений относительно $A_{i,j}$, $B_{i,j}$, которая решается методом Ньютона–Рафсона. Исследуем сходимость решения в зависимости от количества аппроксимирующих функций N в (14) (табл. 2).

К системе (8) с соответствующими краевыми условиями применим сеточный метод конечных разностей второго порядка точности, что сводит нелинейные уравнения в частных производных (8) к системе $2n^2$ нелинейных алгебраических уравнений (n – число узлов сетки на оси x и y), которая решалась методом Ньютона–Рафсона.

Также к системе (8) применим VIM в первом VIM 1 и втором VIM 2 приближениях. Представим функции w , F , согласно идее Фурье о разделении переменных, как сумму произведений функций, каждая из которых зависит от одной координаты x , y

$$w(x, y) = \sum_{i=1}^N \tilde{x}_i(x) \tilde{y}_i(y), \quad F(x, y) = \sum_{i=1}^N X_i(x) Y_i(y). \quad (15)$$

На первом шаге функции $\tilde{x}(x)$, $X(x)$ задаются исходя из удовлетворения граничным условиям (замечание: функции можно задать произвольным образом, не удовлетворяя краевым условиям). Тогда после применения метода BGM по координате x получим систему нелинейных обыкновенных дифференциальных уравнений $2N$ относительно $\tilde{y}(y)Y(y)$, которая методом конечных разностей второго порядка точности сводится к системе $2n$ нелинейных алгебраических уравнений и решается методом Ньютона–Рафсона. Полученный набор функций $\tilde{y}(y)Y(y)$ теперь считаем аппроксимирующим, и применяется процедура BGM по координате y , как и в предыдущем решении, и процесс продолжается пока решения на двух последовательных итерациях не совпадут в пределах принятой точности вычислений. Идея метода вариационных итераций – расширенного метода Канторовича – подробно описана в работах [21–26], доказательство сходимости решения дано в работе [21]. Такая постановка решения задач теории гибких пористых металлических нанопластинок является корректной и точной, так как каждая из вычислительных процедур имеет доказательство сходимости.

Замечание: результаты, полученные при первой итерации в методе вариационных итераций VIM, по сути дела, есть решение, полученное с помощью вариационного метода Канторовича–Власова (Kantorovich-Vlasov method (KVM)).

На рис. 3, 4 представлены зависимости $q[w(0,5;0,5)]$ для квадратной $\lambda=1$ пластинки при дей-

ствии равномерно распределённой нагрузки для граничных условий (9), полученные методами (BGM N=7, VIM 1, VIM 2, FDM) для пористой металлической пластинки ПМ 1 при $\Gamma=0,2$ (рис. 3), а также решения, полученные в работе [31] методом возмущений, и решения, полученные методом KVM для сплошной пластины без пор $\Gamma=0$ (рис. 4). На рис. 4

также представлены функции $\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}$ при $y=0,5$ и

$$\chi = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right).$$

стины из алюминия $\bar{E}_m = 1$, $\mu_m = 0,3$ [19]. На рис. 3, 4 приводятся в цвете результаты расчета, полученные указанными выше методами, для полноразмерных ($l=0$) пластинок.

Сопоставление решений для непористых металлических пластинок проводилось не только для равномерно-распределенной нагрузки, но и для локальной нагрузки. В табл. 2 представлены решения прогиба $w(0,25;0,25)$ для локальной нагрузки интенсивностью $q_0=300$, полученные методами (BGM N=7, VIM 1, VIM 2, FDM) с погрешностью относительно метода VIM 2

$$\Delta_1 = \left| \frac{w_{vim2} - w_{max}}{w_{vim2}} \right| \cdot 100\%, \text{ где } w_{vim2} - \text{максимальный}$$

прогиб, полученный методом VIM 2, а w_{max} – максимальный прогиб, полученный соответствующим методом (указанным в первом столбце) в табл. 2. Решение, полученное VIM 2, в табл. 2 принято эталонными и выделено синим цветом. Также в таблице указано число итераций I , необходимое для сходимости метода вариационных итераций. Замечание: сходимость методов существенно зависит от типа нагрузки. Для равномерно распределенной нагрузки при решении VIM 1 для сходимости решения достаточное число итераций $I=4$, а для локальной нагрузки в четверти необходимо $I=7$.

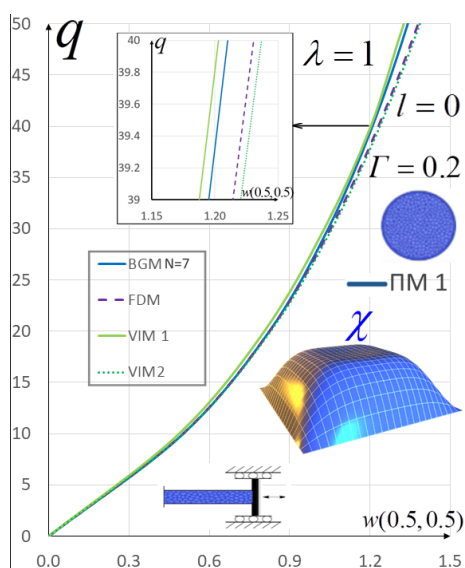


Рис. 3. Зависимость $q[w(0,5;0,5)]$ пористой пластинки ПМ 1 ($\Gamma=0,2$)

Fig. 3. Dependence $q[w(0,5;0,5)]$ of the porous plate PM 1 (Porous metal) ($\Gamma=0,2$)

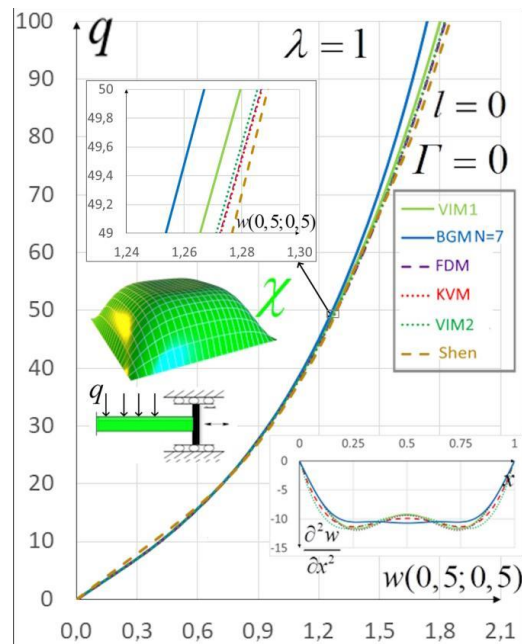


Рис. 4. Зависимость $q[w(0,5;0,5)]$ однородной металлической пластины ($\Gamma=0$)

Fig. 4. Dependence $q[w(0,5;0,5)]$ of the homogeneous metal plate ($\Gamma=0$)

Анализ табл. 2 позволяет сделать вывод, что результаты, полученные с помощью метода VIM 2, являются точными и время, затраченное на их получение, является минимальным относительно методов BGM ($N=7$), FDM ($n \cdot n \cdot 2=4082$). В решении, полученном VIM 2, функции прогиба и усилий представляются в виде ряда (15), в то время как VIM 1 – это одночленное приближение – идея Фурье. Для практического приложения (равномерно-распределенной нагрузки) можно ограничиться VIM 1, так как на графиках $q[w(0,5;0,5)]$, приведенных на рис. 3, 4, для равномерно распределенной нагрузки решения, полученные методами VIM 1 и VIM 2, практически совпали и время расчета является минимальным. Решения, полученные методами VIM 1, VIM 2 для равномерно распределенной нагрузки, совпали не только для основных функций, но и для их производных до второго порядка включительно. Решения, полученные VIM 1, приведенные на рис. 4, совпали с решениями, полученными Shen и др. [31].

Исследование напряженно-деформированного состояния пористых металлических нанопластинок в условиях влажности

Исследуем изгибание квадратной $\lambda=1$ нанопластины описываемых системой нелинейных дифференциальных уравнений (8) при действии равномерно распределённой поперечной нагрузки с учетом влажности $C(x,y)=C_0 \sin(\pi x) \sin(\pi y)$ для пластинок, изготовленных для трех типов пористых материалов, описанных выше (ПМ 1, ПМ 2, ПМ 3), для граничных условий (9)–(12). Расчеты проводились для пластины из алюминия для безразмерных параметров (13)

$$\bar{E}_m = 1, \mu_m = 0,3, \beta_m = 0,44 \text{ [19, 32].}$$

Таблица 2. Сравнение методов решения

Table 2. Comparison of solution methods

Тип нагрузки Type of load	Локальная нагрузка в четверти пластины/Local load in the quarter plate $q=q_0=300$ при (for) $x \in [0,125;0,375]$, $y \in [0,125;0,375]$, $\Gamma=0$, $\lambda=1$, $l=0$			
Методы Methods	$w(0,25;0,25)$	Погрешность относительно VIM2, % Error relative to VIM2 $\Delta_1 = \left \frac{w_{vim2} - w_{max}}{w_{vim2}} \right \cdot 100 \%$	Время расчёта, с Calculation time, sec	Число алгебраических уравнений Number of algebraic equations
BGM $N=2$	0,705	11,10	0,17	$N \cdot N \cdot 2=8$
BGM $N=5$	0,771	2,77	92,8	$N \cdot N \cdot 2=50$
BGM $N=7$	0,771	2,77	195,8	$N \cdot N \cdot 2=98$
FDM $n=33$	0,898	13,24	750	$n \cdot n \cdot 2=2178$
FDM $n=49$	0,860	8,45	4050	$n \cdot n \cdot 2=4082$
VIM 1 $n=97$, $I=7$	0,772	2,65	15,3	$n \cdot 2=194$
VIM 1 $n=121$, $I=7$	0,772	2,65	25,3	$n \cdot 2=242$
VIM 2 $n=49$, $I=5$	0,793	0,00	16,4	$2n \cdot 2=196$
VIM 2 $n=73$, $I=5$	0,793	0,00	26,7	$2n \cdot 2=292$

Решения получены методом вариационных итераций в первом приближении VIM 1, обыкновенные нелинейные дифференциальные уравнения на каждой итерации решались методом конечных разностей второго порядка точностей при разбиении интервала интегрирования для $n=97$. Нелинейная система алгебраических уравнений, как и в предыдущем параграфе, решалась методом Ньютона–Рафсона.

На рис. 5, а (граничные условия (10)) и б (граничные условия (11)) приведены графики $q[w(0,5;0,5)]$ для

полноразмерной ($l=0$) квадратной ($\lambda=1$) пластинки при действии постоянной равномерно-распределенной поперечной нагрузки для показателя пористости $\Gamma=0,4$ и трех типов пористости (ПМ 1, ПМ 2, ПМ 3), а также поверхности $w(x,y)$, $\chi(x,y)$, цвет кривых соответствует типам пористости, изображенным на рис. 5. Сплошные линии – решения получены без учета влажности пластинки ($C_0=0$), пунктирные – для пластин с влажностью ($C_0=6$).

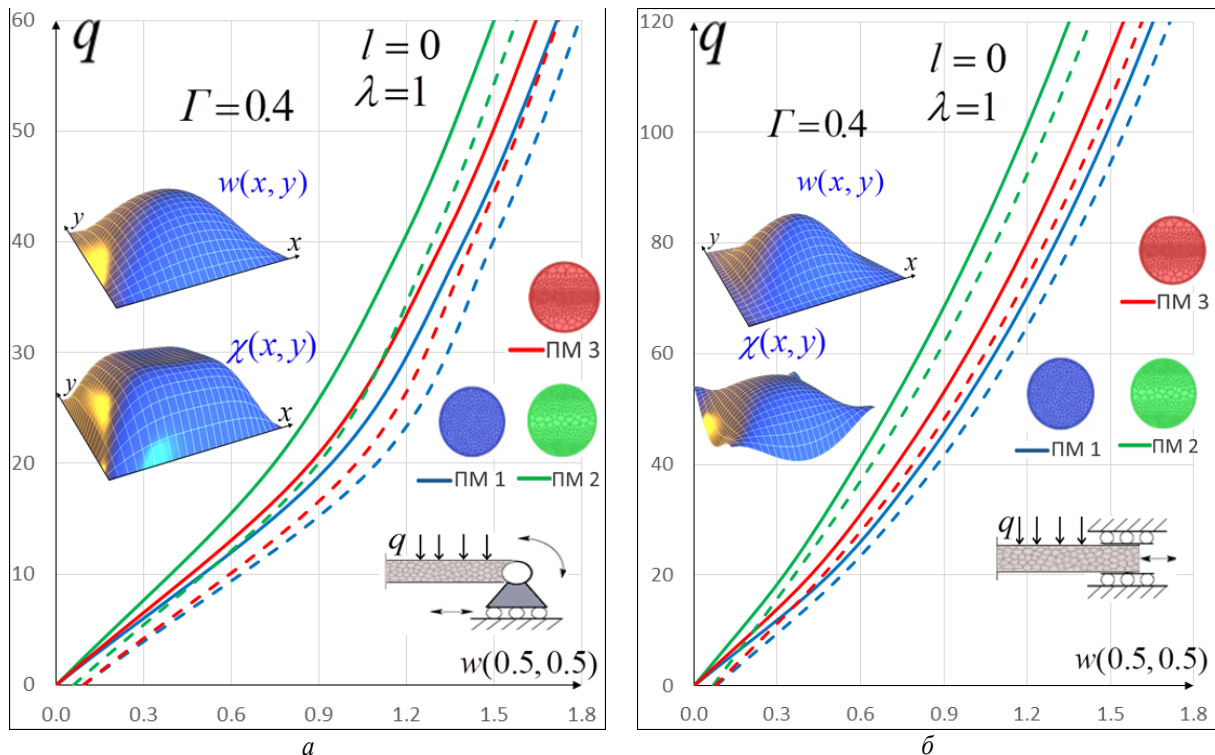


Рис. 5. Зависимость $q[w(0,5;0,5)]$ квадратной ($\lambda=1$) полноразмерной ($l=0$) пластинки с учетом влажности $C_0=6$ и без учета $C_0=0$, $\Gamma=0,4$ для граничных условий: а) (10); б) (11)

Fig. 5. Dependence $q[w(0,5;0,5)]$ of the square ($\lambda=1$) full-size ($l=0$) plate with $C_0=6$ and without $C_0=0$ moisture, for boundary conditions: а) (10); б) (11)

Из результатов, представленных на рис. 5 и в табл. 3, можно сделать вывод, что пластины с типом пористости ПМ 2 имеют наибольшую несущую способность по сравнению с двумя другими типами пористости, причем наименьшую несущую способность имеет пластина с пористостью ПМ 1 для граничных условий (9)–(12). Учет влажности ($C_0=6$) при расчете гибких полноразмерных пористых (ПМ 1, ПМ 2, ПМ 3) пластинок приводит к уменьшению их несущей способности для всех рассматриваемых краевых условий (9)–(12). Следует также отметить, что влажность изменяет напряженно-деформируемое состояние пластинки даже при отсутствии поперечной нагрузки, на что указывают зависимости $q[w(0,5;0,5)]$, приведенные на рис. 4 и в табл. 3.

Исследуем влияние размерно зависимого параметра ($l=0,4$) и влажности $C(x,y)=C_0\sin(\pi x)\sin(\pi y)$ на напряженно-деформируемое состояние пористых металлических нанопластин для двух типов пористости (ПМ 1, ПМ 2). На рис. 6 представлены зависимости $q[w(0,5;0,5)]$ для квадратной ($\lambda=1$) металлической нанопластины ($l=0,4$) при действии равномерно распределенной поперечной нагрузки для граничных условий (9), (11). Сплошные линии – решения получены без учета влажности пластинки ($C_0=0$), пунктирные – для пластин с влажностью ($C_0=6$). Условные обозначения типа пористости эпюр $w(x,y)$, $\chi(x,y)$ приведены на рис. 6 для $\Gamma=0,4$.

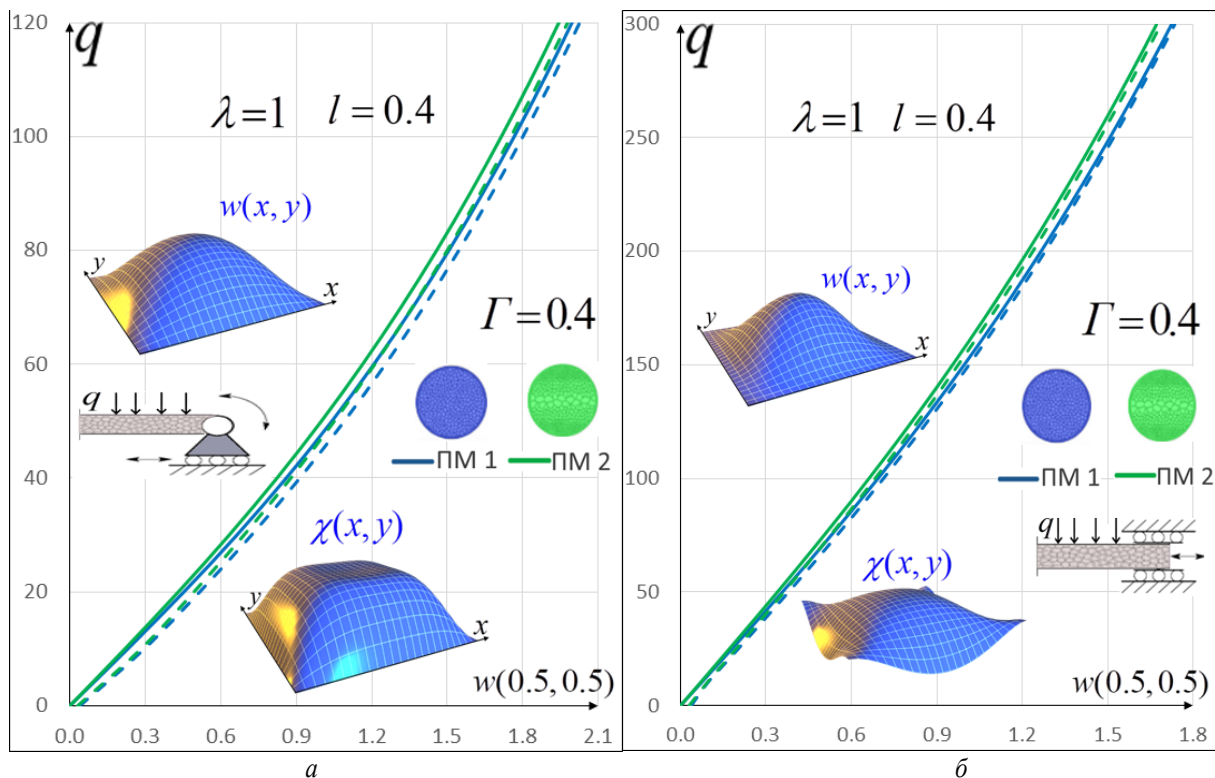


Рис. 6. Зависимость $q[w(0,5;0,5)]$ квадратной ($\lambda=1$) нанопластины ($l=0,4$) с учетом влажности $C_0=6$ и без учета $C_0=0$, $\Gamma=0,4$ для граничных условий: а) (10); б) (11)

Fig. 6. Dependence $q[w(0,5;0,5)]$ of the square ($\lambda=1$) nanoplate ($l=0,4$) with $C_0=6$ and without $C_0=0$ moisture, for boundary conditions: а) (10); б) (11)

В табл. 3 представлены прогибы в центре пластины $w(0,5;0,5)$ и различия в прогибах полноразмерной и нанопластины $\Delta_2 = \frac{(l_0 - l_n)}{l_0} \cdot 100\%$, где $l_0 = w(0,5;0,5)$ – прогибы полноразмерной пластины (при $l=0$); $l_n = w(0,5;0,5)$ – прогибы нанопластины (при $l=0,4$), различия в прогибах Δ_2 в табл. 3 выделены синим цветом.

Анализ полученных результатов (рис. 5, 6), в которых представлена зависимость прогиба $w(0,5;0,5)$ от равномерно распределенной нагрузки q и прогибов в центре пластины $w(0,5;0,5)$ при $q=0$ и $q=60$, $l=0;0,4$ (табл. 3), позволяет сделать вывод, что учет нанопараметра $l=0,4$ для трех типов пористости (ПМ 1, ПМ 2,

ПМ 3) при расчёте металлических пористых нанопластин существенно влияет на напряженно-деформированное состояние пластинок и различия в прогибах полноразмерной и нанопластины Δ_2 составляет более 55 % при нагрузке $q=60$ для всех рассматриваемых типов пористости и граничных условий (9)–(12), причём тип пористости также оказывает серьёзное влияние на напряженно-деформированное состояние пластин: для нанопластин при $l=0,4$ различие между типами пор ПМ 1 и ПМ 2 составляет менее 20 % для нанопластин при $q=0$ и более 40 % для полноразмерных пластин. Влажность изменяет напряженно-деформируемое состояние как полноразмерных, так и нанопластин даже при отсутствии поперечной нагрузки.

Таблица 3. Прогибы $w(0,5;0,5)$ пористых квадратных ($\lambda=1$) пластин с учетом влажности ($C_0=6$), граничные условия (9)–(12) при $\Gamma=0,4$

Table 3. Deflections $w(0,5;0,5)$ of porous square ($\lambda=1$) plates considering moisture ($C_0=6$), boundary conditions (9)–(12) at $\Gamma=0,4$

Граничные условия Boundary conditions	q	w(0,5;0,5)								
		ПМ 1			ПМ 2			ПМ 3		
		l=0	l=0,4	Δ_2 , %	l=0	l=0,4	Δ_2 , %	l=0	l=0,4	Δ_2 , %
(9)	0	0,1304	0,0779	40,26	0,0819	0,0665	18,80	0,1201	0,0752	37,39
(10)		0,1331	0,0779	41,47	0,0824	0,0665	19,30	0,1212	0,0753	37,87
(11)		0,0519	0,0279	46,24	0,0332	0,0238	28,31	0,0438	0,0269	38,58
(12)		0,0517	0,0278	46,23	0,0331	0,0237	28,40	0,0437	0,0268	38,67
(9)	60	1,6617	0,6829	58,90	1,5992	0,6570	58,92	1,6416	0,7133	56,55
(10)		1,7905	0,6632	62,96	1,5754	0,6337	59,78	1,7195	0,6690	61,09
(11)		1,4391	0,4498	68,74	1,2151	0,4284	64,74	1,3578	0,4541	66,56
(12)		1,2093	0,4445	63,24	1,0707	0,4240	60,40	1,1631	0,4485	61,44

Исследуем напряженно-деформируемое состояние квадратных $\lambda=1$ нанопластин, описываемых системой нелинейных дифференциальных уравнений (8), при действии равномерно распределённой поперечной нагрузки $q=50$ с влажностью $C(x,y)=C_0\sin(\pi x)\sin(\pi y)$ для пластинок, изготовленных из пористых материалов ПМ 1, для граничных условий (9). Построены зависимости величины прогиба в центре пластины $w(0,5;0,5)$ от показателя пористости Γ (рис. 7). Решения получены методом вариационных итераций в первом приближении для $n=97$. Расчеты проводились для пористой пластины из алюминия для безразмерных параметров (13) $\bar{E}_m=1$, $\mu_m=0,3$, $\beta_m=0,44$, $\lambda=1$.

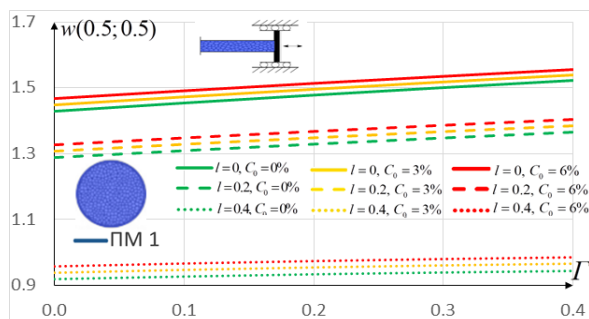


Рис. 7. Зависимость прогиба в центре пластинки $w(0,5;0,5)$ от параметра Γ для граничных условий (9) для пористой структуры ПМ 1 при действии равномерно распределённой нагрузки $q=50$

Fig. 7. Dependence of deflection in the center of the plate $w(0,5;0,5)$ on the parameter for boundary conditions (9) for porous structure PM 1 under the action of uniformly distributed load $q=50$

Согласно результатам, представленным на рис. 7 и в табл. 3, можно сделать вывод, что для граничных условий (9) увеличение размерно-зависимого нанопараметра существенно увеличивает несущую способность пористых пластин ПМ 1, так для нанопластины при $l=0,4$ прогиб уменьшается более чем на 35 % относительно полноразмерной пластины $l=0$. Показатель пористости, отвечающий за объём пор в материале, также влияет на несущую способность пластин. При увеличении показателя пористости от $\Gamma=0$ (от-

сутствие пор) до $\Gamma=0,4$ величина прогиба возрастает на 6,4 % для пластины с пористостью ПМ 1. Стоит отметить, что таким образом пластины ПМ 2 имеют наибольшую несущую способность, а пластины ПМ 1 наименьшую. Воздействие влажности также увеличивает прогиб пластин. Для распределения влажности $C(x,y)=C_0\sin(\pi x)\sin(\pi y)$ прогиб при $C_0=6$ больше прогиба при $C_0=0$ на 2,6 % при действии равномерно распределённой нагрузки $q=50$.

Построим зависимости величины усилий $N_x = \frac{\partial^2 F}{\partial x^2}$ в центре пластины $N_x(0,5;0,5)$ от показателя пористости Γ при действии равномерно распределённой поперечной нагрузки $q=50$ и распределении влажности $C(x,y)=C_0\sin(\pi x)\sin(\pi y)$ (рис. 8). Решения уравнений (8) получены методом вариационных итераций в первом приближении для $n=49$ для граничных условий (11). Расчеты проводились для пористой пластины из алюминия $\bar{E}_m=1$, $\mu_m=0,3$, $\lambda=1$.

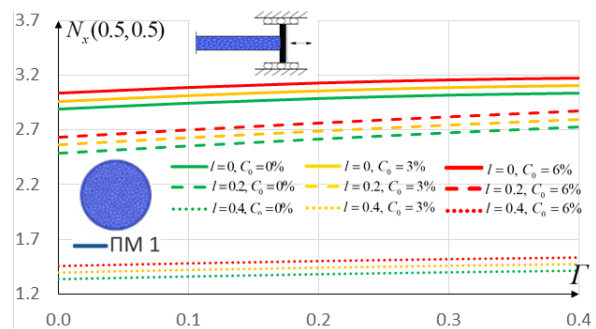


Рис. 8. Зависимость усилий в центре пластинки $N_x(0,5;0,5)$ от параметра Γ для граничных условий (9) для пористой структуры ПМ 1 при действии равномерно распределённой нагрузки $q=50$

Fig. 8. Force dependence in the center of the plate $N_x(0,5;0,5)$ from the parameter Γ for boundary conditions (9) for porous PM 1 structure under the action of uniformly distributed load $q=50$

Из анализа результатов, представленных на рис. 8, сделан вывод, что увеличение размерно-зависимого нанопараметра от $l=0$ до $l=0,4$ приводит к уменьшению усилий $N_x(0,5;0,5)$ на 51–54 %. Увеличение пара-

метра C_0 от $C_0=0$ до $C_0=6$ при распределением влажности $C(x,y)=C_0\sin(\pi x)\sin(\pi y)$ приводит к увеличению усилий в центре $N_x(0,5;0,5)$ на 5 % при действии равномерно распределённой нагрузки $q=50$. При увеличении показателя пористости от $\Gamma=0$ до $\Gamma=0,4$ величина усилий в центре $N_x(0,5;0,5)$ возрастает на 5 % для пластин с пористостью ПМ 1.

Заключение

Пористые углеродные металлические полноразмерные и нанопластинки широко применяются в различных отраслях современной техники, они являются составными элементами приборов (в частности, пористых металлических фильтров) в нефтегазодобывающей отрасли и других отраслях промышленности. Применение таких материалов позволяет значительно сократить стоимость обустройства добывающих скважин, когда нужно осуществлять очистку призабойной зоны продуктивного пласта от твердых фракций, что сокращает срок службы и безаварийный период службы электроцентробежных насосов, а также позволяет снизить сроки очистки ствола скважины в призабойной зоне и вывода скважин на проектные уровни добычи углеводородов.

Для этого в работе обоснована необходимость построения модели, которая бы давала возможность учесть различные, в том числе агрессивные, факторы среды. Целью работы является создание новой модели и эффективных методов расчёта напряженно-деформированного состояния пористых металлических полноразмерных и нанопластин с учетом влажности.

1. Для решения исходных нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных разработано несколько алгоритмов, основанных на методах BGM, FDM, VIM. Проведен сравнительный анализ решений, полученных данными методами. Достоверность и эффективность разработанных методов подтверждается в частном случае сопоставлением с известными результатами [31]. Полученные результаты дают возможность утверждать, что наиболее эффективным методом исследования гибких пористых металлических

нанопластин является метод вариационных итераций – расширенный метод Канторовича.

2. Учет влажности при расчете гибких металлических пористых полноразмерных и нанопластинок приводит к уменьшению несущей способности пластинок при действии поперечной равномерно-распределенной нагрузки. Несущая способность пористых нанопластин с учетом влажности уменьшается для всех рассматриваемых в работе типов пористости. При этом учет влажности приводит к появлению начальных деформаций, даже при отсутствии нагрузки. Это демонстрируется на графиках $q[w(0,5;0,5)]$, приведенных на рис. 5, 6 и в табл. 3, как для полноразмерных ($l=0$), так и для нанопластин ($l=0,4$).
3. Учет нанопараметра $0<l\leq 0,4$ увеличивает несущую способность пористых металлических нанопластин вне зависимости от краевых условий.
4. Тип пористости существенно влияет на несущую способность металлических пористых полноразмерных и нанопластин с учетом или без учета влажности. Наибольшей несущей способностью обладают пластинки с максимальным распределением пор в центре пластины – тип пор ПМ 2. Наименьшей несущей способностью обладают пластинки с равномерным распределением пор – тип пористости ПМ 1. Различия между прогибами в центре для пластин с типами ПМ 2 и ПМ 1 более 30 %.
5. Величина показателя пористости Γ в (1)–(3) влияет на несущую способность металлических гибких полноразмерных и нанопластин, увеличение показателя пористости от $\Gamma=0$ до $\Gamma=0,4$ приводит к увеличению прогиба от 1,8 до 6 % для граничных условий (9).

Результаты данной работы могут применяться для решения широкого спектра задач в областях биоинженерной, аэрокосмической, электронной, транспортной, атомной энергетики, медицине, металлургии и машиностроения.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-11-00160, <https://rscf.ru/project/22-11-00160>.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Liu P.S. Introduction to porous materials. – Beijing: Tsinghua University Press, 2004. – 299 p.
2. Tang H., Zhang Z. Developmental states of porous metal materials // Rare Metal Materials and Engineering. – 1997. – V. 26. – № 1. – P. 1–6.
3. Huang P.Y. Principles of powder metallurgy. – Beijing: Metallurgical Industry Press, 1997. – 396 p.
4. Banhart J. Manufacture, characterisation and application of cellular metals and metal foams // Progress in materials science. – 2001. – V. 46. – № 6. – P. 559–632.
5. Liu P.S., Liang K.M. Review. Functional materials of porous metals made by P/M, electroplating and some other techniques // Journal of materials science. – 2001. – V. 36. – P. 5059–5072.
6. Lj G., Ashby M. Cellular solids: structure and properties // Cambridge solid state science series. – 1997. – V. 1. – P. 510–515.
7. Davies G.J., Zhen S. Metallic foams: their production, properties and applications // Journal of Materials science. – 1983. – V. 18. – P. 1899–1911.
8. Degischer H.P., Kriszt B. Handbook of cellular metals. – Weinheim: Wiley-VCH, 2002. – V. 71. – 398 p.
9. Zeng H.M. General introduction to high technology and new materials. – Beijing: China Science and Technology Press, 1993. – 280 p.
10. On the mechanical performance of closed cell Al alloy foams / Y. Sugimura, J. Meyer, M.Y. He, H. Bart-Smith, J. Grenstedt, A.G. Evans // Acta materialia. – 1997. – V.45. – № 12. – P. 5245–5259.
11. Magnucka-Blandzi E.E. Axi-symmetrical deflection and buckling of circular porous-cellular plate // Thin-walled structures. – 2008. – V. 46. – № 3. – P. 333–337.
12. Small size-effect isogeometric analysis for linear and nonlinear responses of porous metal foam microplate / T. Cuong-Le, M. Hoang-Le, A.J.M. Ferreira, M.A. Wahab // Composite Structures. – 2022. – V. 285. – P. 115–189.
13. Pham-Tan H., Thai C.H., Phung-Van P. NURBS-based refined plate theory for metal foam plates with porosities // Thin-Walled Structures. – 2022. – V. 175. – P. 109–246.
14. Scale-dependent nonlocal strain gradient isogeometric analysis of metal foam nanoscale plates with various porosity distributions /

- P. Phung-Van, A.J.M. Ferreira, H. Nguyen-Xuan, C.H. Thai // Composite Structures. – 2021. – V. 268. – P. 1–11.
15. A nonlocal strain gradient isogeometric nonlinear analysis of nanoporous metal foam plates / P. Phung-Van, A.J.M. Ferreira, H. Nguyen-Xuan, C.H. Thai // Engineering Analysis with Boundary Elements. – 2021. – V. 130. – P. 58–68.
16. Nonlinear buckling and post-buckling analysis of imperfect porous plates under mechanical loads / T.M. Tu, L.K. Hoa, D.X. Hung, L.T. Hai // Journal of Sandwich Structures & Materials. – 2020. – V. 22. – № 6. – P. 1910–1930.
17. Nonlinear bending analysis of fgp plates under various boundary conditions using an analytical approach / P.T. Tung, N. Van Long, T.M. Tu, N.T. Phuong, T.N. Long // Structures. – 2021. – P. 4803–4813.
18. Barati M.R., Zenkour A.M. Investigating post-buckling of geometrically imperfect metal foam nanobeams with symmetric and asymmetric porosity distributions // Composite Structures. – 2017. – V. 182. – P. 91–98.
19. Shahverdi H., Barati M.R. Vibration analysis of porous functionally graded nanoplates // International Journal of Engineering Science. – 2017. – V. 120. – P. 82–99.
20. Toan T.P., Nguyen-Thoi T., Lee J. Mechanical stability of metal foam cylindrical shells with various porosity distributions // Mechanics of Advanced Materials and Structures. – 2020. – V. 27. – № 4. – P. 295–303.
21. Review of the methods of transition from partial to ordinary differential equations: From macro-to nano-structural dynamics / J. Awrejcewicz, V.A. Krysko-Jr, L.A. Kalutsky, M.V. Zhigalov, V.A. Krysko // Archives of Computational Methods in Engineering. – 2021. – V. 28. – P. 1–33.
22. Computing static behavior of flexible rectangular von Karman plates in fast and reliable way / J. Awrejcewicz, V.A. Krysko Jr, L.A. Kalutsky, V.A. Krysko // International Journal of Non-Linear Mechanics. – 2022. – V. 146. – P. 104–162.
23. Application of variational iterations method for studying physically and geometrically nonlinear kirchhoff nanoplates: a mathematical justification / A.D. Tebyakin, L.A. Kalutsky, T.V. Yakovleva, A.V. Krysko // Axioms. – 2023. – V. 12. – № 4. – P. 1–21.
24. Quantification of various reduced order modelling computational methods to study deflection of size-dependent plates / V.A. Krysko Jr, J. Awrejcewicz, L.A. Kalutsky, V.A. Krysko // Computers & Mathematics with Applications. – 2023. – V. 133. – P. 61–84.
25. Mathematical modeling and methods of analysis of generalized functionally gradient porous nanobeams and nanoplates subjected to temperature field / J. Awrejcewicz, A.V. Krysko, A. Smirnov, L.A. Kalutsky, M.V. Zhigalov, V.A. Krysko // Meccanica. – 2022. – V. 57. – № 7. – P. 1591–1616.
26. Physical nonlinearity in porous functionally graded Kirchhoff nano-plates: modeling and numerical experiment / V.A. Krysko-Jr, J. Awrejcewicz, M.V. Zhigalov, A.D. Tebyakin, V.A. Krysko // Applied Mathematical Modelling. – 2023. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apm.2023.06.026> (дата обращения 01.06.2023).
27. Thermo-mechanical post-buckling of FGM cylindrical panels with temperature-dependent properties / J. Yang, K.M. Liew, Y.F. Wu, S. Kitipornchai // International Journal of Solids and Structures. – 2006. – V. 43. – № 2. – P. 307–324.
28. Modified couple stress-based geometrically nonlinear oscillations of porous functionally graded microplates using NURBS-based isogeometric approach / F. Fan, Y. Xu, S. Sahmani, B. Safaei // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. – 2020. – V. 372. – P. 11–34.
29. Исанбаева Ф.С., Корнишин М.С. Большие прогибы пластин со свободно смещающимися краями // Исследования по теории пластин и оболочек. – 1965. – V. 3. – P. 3–17.
30. Malikan M. Electro-mechanical shear buckling of piezoelectric nanoplate using modified couple stress theory based on simplified first order shear deformation theory // Applied Mathematical Modelling. – 2017. – V. 48. – P. 196–207.
31. Shen H. Nonlinear bending of shear deformable laminated plates under transverse and in-plane loads and resting on elastic foundations // Composite structures. – 2000. – V. 50. – № 2. – P. 131–142.
32. Mashat D.S., Zenkour A.M., Radwan A.F. A quasi-3D higher-order plate theory for bending of FG plates resting on elastic foundations under hygro-thermo-mechanical loads with porosity // European Journal of Mechanics-A/Solids. – 2020. – V. 82. – P. 39–85.

Поступила: 08.06.2023 г.

Прошла рецензирование: 24.07.2023 г.

Информация об авторах

Крысько А.В., доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории моделирования гетерофазных материалов, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева Сибирского отделения Российской академии наук.

Калуцкий Л.А., младший научный сотрудник лаборатории моделирования гетерофазных материалов, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева Сибирского отделения Российской академии наук.

Захарова А.А., доктор технических наук, главный научный сотрудник лаборатории киберфизических систем, Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова Российской академии наук.

Крысько В.А., доктор технических наук, главный научный сотрудник лаборатории моделирования гетерофазных материалов, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева Сибирского отделения Российской академии наук.

UDC 519.635.8

MATHEMATICAL MODELING OF POROUS GEOMETRICALLY NONLINEAR METAL NANO-PLATES TAKING INTO ACCOUNT MOISTURE

Anton V. Krysko¹,
anton.krysko@gmail.com

Leonid A. Kalutsky¹,
leon199703@gmail.com

Alena A. Zakharova²,
zaawmail@gmail.com

Vadim A. Krysko¹,
tak@san.ru

¹ Lavrentiev Institute of Hydrodynamics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
15, Akademik Lavrentiev avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

² Trapeznikov Institute of Control Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
65, Profsoyuznaya street, Moscow, 117997, Russia.

The relevance. The study of stress-strain behaviour and bearing capacity of porous metallic nanoplates, especially under extreme conditions and taking into account large deformations, is of great importance. These structures have a wide range of practical applications, for example, to clean solid fractions in wells during their setting up and to ensure fluid flow during operation. In addition, porous metal filters in the form of plates can serve as effective filters for removing solids from production wellbores, especially in the bottomhole zone. The versatility of these materials extends to various industries including aerospace, medical and instrumentation, indicating their potential to solve critical problems and advance technologies in various fields.

The main aim of the research is to develop a new model of porous nanoplates, taking into account moisture, which would describe the real work of the studied objects in the oil and gas industry and other industries; to construct the efficient and fast methods for studying porous metallic nanoplates.

Methods: variational iterations method, an extended Kantorovich method, which has high accuracy of solution of nonlinear problems and fast performance. The correctness of application of this method is conditioned by the proof of its convergence theorems belonging to the authors. In addition, the obtained solutions are compared with the solutions obtained by the Bubnov–Galerkin method in higher approximations and by the finite difference method of the second order of accuracy, as well as with the solutions obtained by other authors.

Results. A model of porous flexible nanoplates is constructed taking into account moisture. Nano effects are described by the modified moment theory of elasticity. The method of variational iterations is further developed for the study of the stress-strain state of porous metallic nanoplates at large deflections. The paper analyzes the types of material porosity, size-dependent nano parameter, moisture distribution, porosity index and boundary conditions on the bearing capacity of porous metal plates. The type of porous material with the highest bearing capacity is identified.

Key words:

Porous metal nanoplates, purification from solid fractions during well development and operation, types of porosity, effects of moisture, modified moment elasticity theory, method of variational iterations.

The study was supported by the Russian Science Foundation Grant No. 22-11-00160, <https://rscf.ru/project/22-11-00160>.

REFERENCE

1. Liu P.S. *Introduction to porous materials*. Beijing, Tsinghua University Press, 2004. 299 p.
2. Tang H., Zhang Z. Developmental states of porous metal materials. *Rare Metal Materials and Engineering*, 1997, vol. 26, no. 1, pp. 1–6.
3. Huang P.Y. *Principles of powder metallurgy*. Beijing, Metallurgical Industry Press, 1997. 396 p.
4. Banhart J. Manufacture characterisation and application of cellular metals and metal foams. *Progress in materials science*, 2001, vol. 46, no. 6, pp. 559–632.
5. Liu P.S., Liang K.M. Review. Functional materials of porous metals made by P/M, electroplating and some other techniques. *Journal of materials science*, 2001, vol. 36, pp. 5059–5072.
6. Lj G., Ashby M. Cellular solids: structure and properties. *Cambridge solid state science series*, 1997, vol. 71, pp. 510–530.
7. Davies G.J., Zhen S. Metallic foams: their production, properties and applications. *Journal of Materials science*, 1983, vol. 18, pp. 1899–1911.
8. Degischer H.P., Kriszt B. *Handbook of cellular metals*. Weinheim, Wiley-VCH, 2002. Vol. 71, 398 p.
9. Zeng H.M. *General introduction to high technology and new materials*. Beijing, China Science and Technology Press, 1993. 280 p.
10. Sugimura Y., Meyer J., He M.Y., Bart-Smith H., Grenstedt J., Evans A.G. On the mechanical performance of closed cell Al alloy foams. *Acta materialia*, 1997, vol. 45, no. 12, pp. 5245–5259.
11. Magnucka-Blandzi E.E. Axi-symmetrical deflection and buckling of circular porous-cellular plate. *Thin-walled structures*, 2008, vol. 46, no. 3, pp. 333–337.
12. Cuong-Le T., Hoang-Le, M., Ferreira, A.J.M., Wahab M.A. Small size-effect isogeometric analysis for linear and nonlinear responses of porous metal foam microplate. *Composite Structures*, 2022, vol. 285, pp. 115–189.
13. Pham-Tan H., Thai C. H., Phung-Van P. NURBS-based refined plate theory for metal foam plates with porosities. *Thin-Walled Structures*, 2022, vol. 175, pp. 109–246.
14. Phung-Van P., Ferreira A.J.M., Nguyen-Xuan H., Thai C.H. Scale-dependent nonlocal strain gradient isogeometric analysis of metal

- foam nanoscale plates with various porosity distributions. *Composite Structures*, 2021, vol. 268, pp. 1–11.
15. Phung-Van P., Ferreira A.J.M., Nguyen-Xuan H., Thai C.H. A nonlocal strain gradient isogeometric nonlinear analysis of nanoporous metal foam plates. *Engineering Analysis with Boundary*, 2021, vol. 130, pp. 58–68.
 16. Tu T.M., Hoa L.K., Hung D.X., Hai L.T. Nonlinear buckling and post-buckling analysis of imperfect porous plates under mechanical loads. *Journal of Sandwich Structures Materials*, 2020, vol. 22, no. 6, pp. 1910–1930.
 17. Tung P.T., Van L.N., Tu T.M., Phuong N.T.B., Long T.N. Nonlinear bending analysis of fgp plates under various boundary conditions using an analytical approach. *Structures*, 2021, vol. 28, pp. 4803–4813.
 18. Barati M.R., Zenkour A.M. Investigating post-buckling of geometrically imperfect metal foam nanobeams with symmetric and asymmetric porosity distributions. *Composite Structures*, 2017, vol. 182, pp. 91–98.
 19. Shahverdi H., Barati M.R. Vibration analysis of porous functionally graded nanoplates. *International Journal of Engineering Science*, 2017, vol. 120, pp. 82–99.
 20. Toan T.P., Nguyen-Thoi T., Lee J. Mechanical stability of metal foam cylindrical shells with various porosity distributions. *Mechanics of Advanced Materials and Structures*, 2020, vol. 27, no. 4, pp. 295–303.
 21. Awrejcewicz J., Krysko-Jr V.A., Kalutsky L.A., Zhigalov M.V., Krysko V.A. Review of the methods of transition from partial to ordinary differential equations: from macro-to nano-structural dynamics. *Archives of Computational Methods in Engineering*, 2021, vol. 28, pp. 1–33.
 22. Awrejcewicz J., Krysko Jr V.A., Kalutsky L.A., Krysko V.A. Computing static behavior of flexible rectangular von Karman plates in fast and reliable way. *International Journal of Non-Linear Mechanics*, 2022, vol. 146, pp. 104–162.
 23. Tebyakin A.D., Kalutsky L.A., Yakovleva T.V., Krysko A.V. Application of variational iterations method for studying physically and geometrically nonlinear Kirchhoff nanoplates: a mathematical justification. *Axioms*, 2023, vol. 12, no. 4, pp. 1–21.
 24. Krysko Jr V.A., Awrejcewicz J., Kalutsky L.A., Krysko V.A. Quantification of various reduced order modelling computational methods to study deflection of size-dependent plates. *Computers & Mathematics with Applications*, 2023, vol. 133, pp. 61–84.
 25. Awrejcewicz J., Krysko A.V., Smirnov A., Kalutsky L.A., Zhigalov M.V., Krysko V.A. Mathematical modeling and methods of analysis of generalized functionally gradient porous nanobeams and nanoplates subjected to temperature field. *Meccanica*, 2022, vol. 57, no. 7, pp. 1591–1616.
 26. Krysko-Jr V.A., Awrejcewicz J., Zhigalov M.V., Tebyakin A.D., Krysko V.A. Physical nonlinearity in porous functionally graded Kirchhoff nano-plates: modeling and numerical experiment. *Applied Mathematical Modelling*, 2023. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apm.2023.06.026> (accessed 1 June 2023).
 27. Yang J., Liew K.M., Wu Y.F., Kitipornchai S. Thermo-mechanical post-buckling of FGM cylindrical panels with temperature-dependent properties. *International Journal of Solids and Structures*, 2006, vol. 43, no. 2, pp. 307–324.
 28. Fan F., Xu Y., Sahmani S., Safaei B. Modified couple stress-based geometrically nonlinear oscillations of porous functionally graded microplates using NURBS-based isogeometric approach. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2020, vol. 372, pp. 11–34.
 29. Isanbaeva F.S., Kornishin M.S. Large deflections of plates with freely shifting edges. *Studies in plate and shell theory*, 1965, vol. 3, pp. 3–17. In Rus.
 30. Malikanb M. Electro-mechanical shear buckling of piezoelectric nanoplate using modified couple stress theory based on simplified first order shear deformation theory. *Applied Mathematical Modelling*, 2017, vol. 48, pp. 196–207.
 31. Shen H.S. Nonlinear bending of shear deformable laminated plates under transverse and in-plane loads and resting on elastic foundations. *Composite structures*, 2000, vol. 50, no. 2, pp. 131–142.
 32. Mashat D.S., Zenkour A.M., Radwan A.F. A quasi-3D higher-order plate theory for bending of FG plates resting on elastic foundations under hygro-thermo-mechanical loads with porosity. *European Journal of Mechanics-A/Solids*, 2020, vol. 82, pp. 39–85.

Received: 8 June 2023.

Reviewed: 24 July 2023.

Information about the authors

Anton V. Krysko, Dr. Sc., leading researcher, Lavrentiev Institute of Hydrodynamics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Leonid A. Kalutsky, junior researcher, Lavrentiev Institute of Hydrodynamics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Alena A. Zakharova, Dr. Sc., chief researcher, Trapeznikov Institute of Control Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Vadim A. Krysko, Dr. Sc., chief researcher, Lavrentiev Institute of Hydrodynamics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

УДК 553.98

ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ И ЗАЛЕЖИ «ПАЛЕОЗОЙСКОЙ» НЕФТИ УРМАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Крутенко Маргарита Фаритовна¹,
margaritagalieva@gmail.com

Исаев Валерий Иванович¹

Коржов Юрий Владимирович²,
ykor1962@mail.ru

Осипова Елизавета Николаевна¹,
osipovaen@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Югорский государственный университет,
Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

Актуальность. Крупные месторождения нефти и газа открыты в древних толщах на многих континентах Земного шара. Существуют оценки, что ~40 % всех запасов нефти и газа в мире сосредоточены в сверхглубоких пластах. Большой интерес в смысле перспектив нефтегазоносности палеозоя вызывает и Нюрольский осадочный бассейн. Перспективность бассейна подтверждается большим количеством открытых на данной территории залежей в палеозое, полученными притоками нефти и газа, многочисленными газо- и нефтепроявлениями. Данное исследование направлено на решение проблемы источников генерации углеводородов, формирующих залежи в доюрских отложениях.

Цель: оценка возможности фанерозойских отложений участвовать в генерации углеводородов, заполняющих доюрские ловушки.

Объект. Статья представляет результаты выполнения палеотемпературного моделирования палеозойско-мезозойских очагов генерации углеводородов в разрезе Урманского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области, находящегося в составе Чузиско-Чижапской группы месторождений. Исследование выполняется на примере двух скважин – Урманская 5 и Южно-Урманская 1. Для названных скважин имеются измеренные пластовые температуры и определения отражательной способности витринита как в юрских, так и в доюрских отложениях, а также документированные притоки флюидов из доюрских горизонтов.

Методы. В качестве основного метода исследования используется метод палеотемпературного моделирования. Палеотемпературное моделирование сопряжено с выполнением палеотектонических реконструкций и выполняется в два этапа. На первом этапе решением обратной задачи геотермии с использованием пластовых температур определяется современный тепловой поток. На втором этапе с использованием измерений отражательной способности витринита в доюрских отложениях определяется максимальный тепловой поток во время активизации мантийного плюма. Далее восстанавливается динамика теплового потока, начиная с позднеордовикского времени. Решением прямых задач геотермии восстанавливается термическая история потенциально нефтематеринских юрских и доюрских отложений.

Результаты выполненного для Урманского месторождения палеотемпературного моделирования позволили выявить вероятные источники залежей углеводородов в доюрском нефтегазоносном комплексе. Установлено, что благоприятный для генерации нефти палеотемпературный режим в разрезах обеих скважин существовал только в юрских отложениях: в баженовской, тюменской и тогурской свитах. Благоприятный палеотемпературный режим для генерации газа существовал только в палеозойских потенциально материнских свитах: для скважины Урманская 5 – в позднедевонской лугинецкой свите, для скважины Южно-Урманская 1 – в раннедевонской кыштовской свите.

Выводы. Палеозойские резервуары Урманского месторождения аккумулируют частично сохранившийся газ, источником которого являются палеозойские нефтематеринские (кыштовская и лугинецкая) свиты, и нефть, представляющую собой смесь юрской нефти морского (баженовская) и континентального (тогурская и/или тюменская) генезисов.

Ключевые слова:

доюрские отложения, очаги генерации углеводородов, палеотемпературное моделирование, Урманское нефтегазоконденсатное месторождение, Нюрольский осадочный бассейн.

Введение

Ввиду истощения залежей нефти и газа в молодых отложениях поиски и разведка становятся все более глубокими, ориентированными на бассейны более древнего возраста. Существуют оценки, что ~40 % всех запасов нефти и газа в мире сосредоточены в сверхглубоких пластах [1]. Морские фации развиты более чем в двадцати древних протерозойско-

палеозойских бассейнах. Из них в восьми были обнаружены крупные скопления нефти и газа: это бассейны Таримский, Ордосский и Сычуаньский – в Китае, Пермский, Уиллистонский и Мичиганский – в Северной Америке, Восточно-Сибирский – в России; Оманский – на Ближнем Востоке [2].

Проблема высокой перспективности на нефть и газ глубоких и сверхглубоких отложений стоит в

центре внимания геологов, и для этого имеются серьезные основания. Главная причина заключается в открытии крупных месторождений нефти и газа в древних толщах на многих континентах Земного шара. Другой причиной являются представления о катагенезе органического вещества на больших глубинах [3]. На основе результатов геолого-разведочных работ и обобщающих исследований доказана принципиальная возможность открытия на больших глубинах (более 4–5 км) крупных скоплений углеводородного сырья, в том числе значительного по запасам.

Наиболее яркое подтверждение этих выводов последовало в 2016 г., когда в Китае было открыто крупное нефтегазовое месторождение Шунбэй в Таримском бассейне. Месторождение характеризуется залежами легкой нефти на сверхбольших глубинах 7000–8500 м [1]. Здесь же, в Таримском бассейне, находится скважина Лунтан 1, которая на сегодняшний день является самой глубокой скважиной в мире (глубина 8882 м), осуществляющей добычу из палеозойских коллекторов. Во время испытаний на глубине в интервале 8203–8260 м был получен значительный приток (134 м³ нефти и 45,9 тыс. м³ газа) из кембрийского пласта Усонгтер [4]. Исследователи [4] полагают, что в кембрийских коллекторах Таримского бассейна площадью 20000 км² может содержаться более 1 млрд т нефтяных ресурсов.

Многие ученые связывают большие перспективы нефтегазоносности и с палеозоем Западно-Сибирской плиты [5–7 и др.]. Предположения о нефтегазоносности осадочных образований фундамента высказывались уже на первом этапе изучения этого региона в 1930-е гг. (М.К. Коровин, Н.А. Кудрявцев и др.).

Большой интерес в смысле перспектив нефтегазоносности вызывает Нюрольский палеозойский осадочный бассейн, представляющий собой впадину в пределах Межовского срединного массива. Поскольку отложения впадин срединного массива формировались в условиях общего устойчивого погружения, предполагается существование благоприятных условий для накопления рассеянного органического вещества и преобразования его в углеводород (УВ). Перспективность Нюрольского осадочного бассейна с точки зрения тектонического строения подтверждается большим количеством открытых на данной территории залежей в палеозое, полученными притоками нефти и газа, многочисленными газо- и нефтепроявлениями. Так, в мае 1974 г. на Малоичской площади (Новосибирская область) был получен первый промышленный приток нефти из карбонатных пород фундамента на 1000 м ниже кровли палеозоя [8, 9]. После этого сотрудниками СНИИГГИМСа проведены масштабные исследования (отв. исполнитель А.С. Фомичев 1974 г., 1978 г.), в которых большое внимание уделяется палеозойским образованиям, наличию в них органического вещества, его составу, степени углефикации и битуминозности, их возможности выступать в качестве источников генерации УВ. В 1970–1980-е гг. геохимии органического вещества и нефтей палеозоя были посвящены работы В.С. Вышемирского,

А.Э. Конторовича, Н.П. Запивалова, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, А.Н. Фомина и других специалистов. Позднее вопросы происхождения палеозойской нефти рассматривались Е.А. Костыревой.

Тем не менее проблема формирования месторождений УВ в палеозойском нефтегазоносном комплексе (НГК) Западной Сибири еще не решена. Этот вопрос остается дискуссионным и требует «нестандартного мышления» [7]. В настоящее время существует две концепции «главного источника» нефти, заполняющей палеозойские резервуары. Согласно первой концепции, сформулированной на основе биомаркерного анализа, палеозойские отложения имеют свой самостоятельный нефтегенерационный потенциал. При этом залежи УВ формируются путем восходящей миграции [9]. Эта концепция не противоречит более ранним выводам других исследователей, например, В.С. Вышемирского. Согласно второй концепции, основанной на корреляции нефтей палеозойских залежей и битумоидов юрских материнских пород, залежи УВ в палеозойском НГК сформированы нисходящей межпластовой миграцией УВ из юрских нефтематеринских пород [10].

Настоящее исследование ставит своей целью изучение генезиса «палеозойских» залежей нефти и газа методом моделирования термической истории фанерозойских потенциально нефтематеринских свит.

Эффективность применения метода моделирования термической истории для поиска источников генерации УВ демонстрировалась уже не раз [1, 11]. Авторы впервые выполнили подобное исследование на Останинской группе месторождений [12]. Для продолжения исследования была выбрана Чузиско-Чижалпская группа месторождений (рис. 1). Обе группы месторождений приурочены к Нюрольскому осадочному бассейну.

Чузиско-Чижалпская группа расположена в Парабельском районе Томской области. Группа характеризуется очень высокой концентрацией месторождений в доюрском нефтегазоносном комплексе (среди них Урманское, Арчинское, Нижнетабаганское, Калиновое, Кулгинское, Северо-Калиновое, Южно-Тамбаевское, Южно-Табанское месторождения). При этом геологические условия Чузиско-Чижалпской группы месторождений значительно отличаются от таковых на Останинской группе. Основное отличие заключается в том, что на этой территории не повсеместно получила развитие потенциально нефтематеринская тогурская свита. Также Чузиско-Чижалпскую группу от Останинской отличает широкий разброс возрастов вскрытых в кровле палеозоя отложений – от раннедевонского до раннекаменноугольного.

Таким образом, выбор в качестве территории исследования Чузиско-Чижалпской группы обусловлен ее высоким нефтегазоносным потенциалом и широким разнообразием геологических условий. Включение территории Чузиско-Чижалпской группы в исследование возможных источников генерации УВ, заполняющих ловушки в доюрском комплексе, позволит дополнить результаты по Останинской группе

и сделать их более комплексными, изучив различные геологические обстановки.

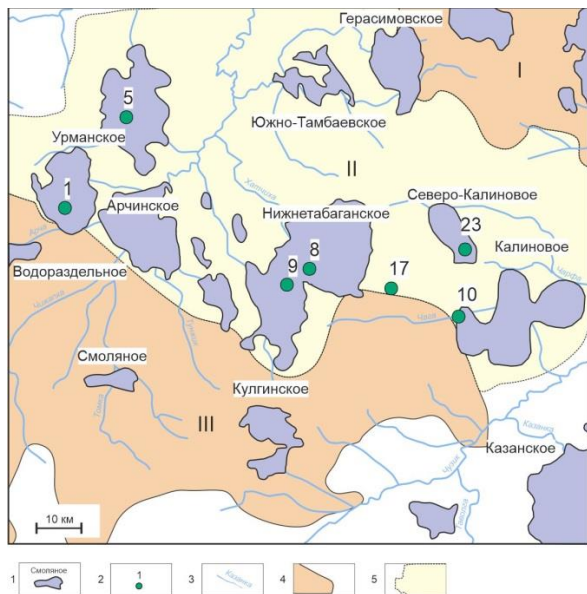


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования: 1 – месторождение УВ; 2 – скважина палеотемпературного моделирования; 3 – речная сеть; 4 – положительные структуры II порядка (по [13]): I – Пудинское мезоподнятие, III – Лавровский мезовыступ; 5 – промежуточные структуры II порядка: II – Чузиско-Чижанская мезоседловина

Fig. 1. Overview map of the research territory: 1 – hydrocarbon field; 2 – well of paleotemperature modelling; 3 – river system; 4 – positive tectonic unit of the II order (by [13]): I – Pudín mesoplift, III – Lavrov mesoarch; 5 – transitional tectonic unit of the II order: II – Chuzic-Chizhapa mesodepression

Методика исследования

Методика исследования базируется на применении хорошо апробированного метода палеотемпературного моделирования [14], основанного на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей.

В качестве краевого условия в математическую модель включен вековой ход температур на земной поверхности (палеоклимат), начиная с позднего ордовика (449,1–0 млн лет назад). С раннемелового времени (120–0 млн лет назад) палеоклимат восстановлен для юго-востока Западной Сибири на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций. С позднеордовикского до раннемелового (449,1–120 млн лет назад) вековой ход температур на поверхности Земли дополняется палеоклиматическими реконструкциями [15], основанными на совмещении анализа литологических и палеонтологических индикаторов климата, а также изотопного анализа кислорода.

В роли фактических измерений для построения моделей выступают температуры, полученные при испытаниях скважин, а также палеотемпературы из

определений отражательной способности витринита (ОСВ).

Этапы моделирования, входные параметры модели и выходные данные последовательно изображены в виде блок-схемы на рис. 2.

Параметризация осадочного разреза принимается по данным бурения (рис. 2, блок 1). Стратиграфическая разбивка дополняется реконструкцией разреза, не вскрытого скважиной (рис. 2, блок 1, 2, 5). Реконструкция производится на основании принятой региональной стратиграфической схемы палеозойских образований для Нюрольского структурно-фациального района (1999). Критерием корректности палеотектонических реконструкций является хорошая согласованность модельных температур с измеренными по ОСВ. Для задания теплопроводности пород используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности (рис. 2, блок 6).

Далее происходит составление модели динамики теплового потока (рис. 2, блоки 3–11). На первом этапе моделирования, учитывая квазистационарность теплового потока с юрского времени [16], находится однозначное решение обратной задачи геотермии (рис. 2, блоки 3–7) с использованием пластовых температур, полученных при испытаниях скважин, а также определенных по ОСВ. На втором этапе с учетом тектонического развития территории выполняется решение обратной задачи геотермии – определяется максимальный тепловой поток и составляется модель динамики теплового потока (рис. 2, блоки 8–11).

Далее решением прямых задач при известном тепловом потоке рассчитываются температуры в каждой из нефтематеринских свит на ключевые моменты геологического времени (рис. 2, блоки 12, 13). Анализ результатов моделирования выполняется исходя из динамики геотемператур в разрезе начиная с позднеордовикского времени – 450 млн лет назад.

На реализацию нефтегенерационных возможностей формации в первую очередь влияют продолжительность и температурный режим главной фазы нефтеобразования (ГФН, 90–130 °С). На реализацию газогенерационных возможностей формации также влияет продолжительность и температурный режим главной фазы газообразования (ГФГ), которая характеризуется наибольшей интенсивностью образования УВ газов, преимущественно метана и газоконденсата. Температуры свыше 190 °С являются разрушительными для УВ [17].

Нефтегазоносность доюрского фундамента обусловлена наличием двух резервуаров: коры выветривания/выветрелого палеозоя и коренного палеозоя. Первый (горизонт М) начинает формироваться в период с 213 млн лет назад и до конца предъюрского перерыва в осадконакоплении. Резервуар верхней части коренного палеозоя (М₁) обусловлен преимущественно эпигенетическими процессами в коре выветривания [18]. Этот резервуар (вторичные коллекторы) сформировался не раньше 213 млн лет назад.

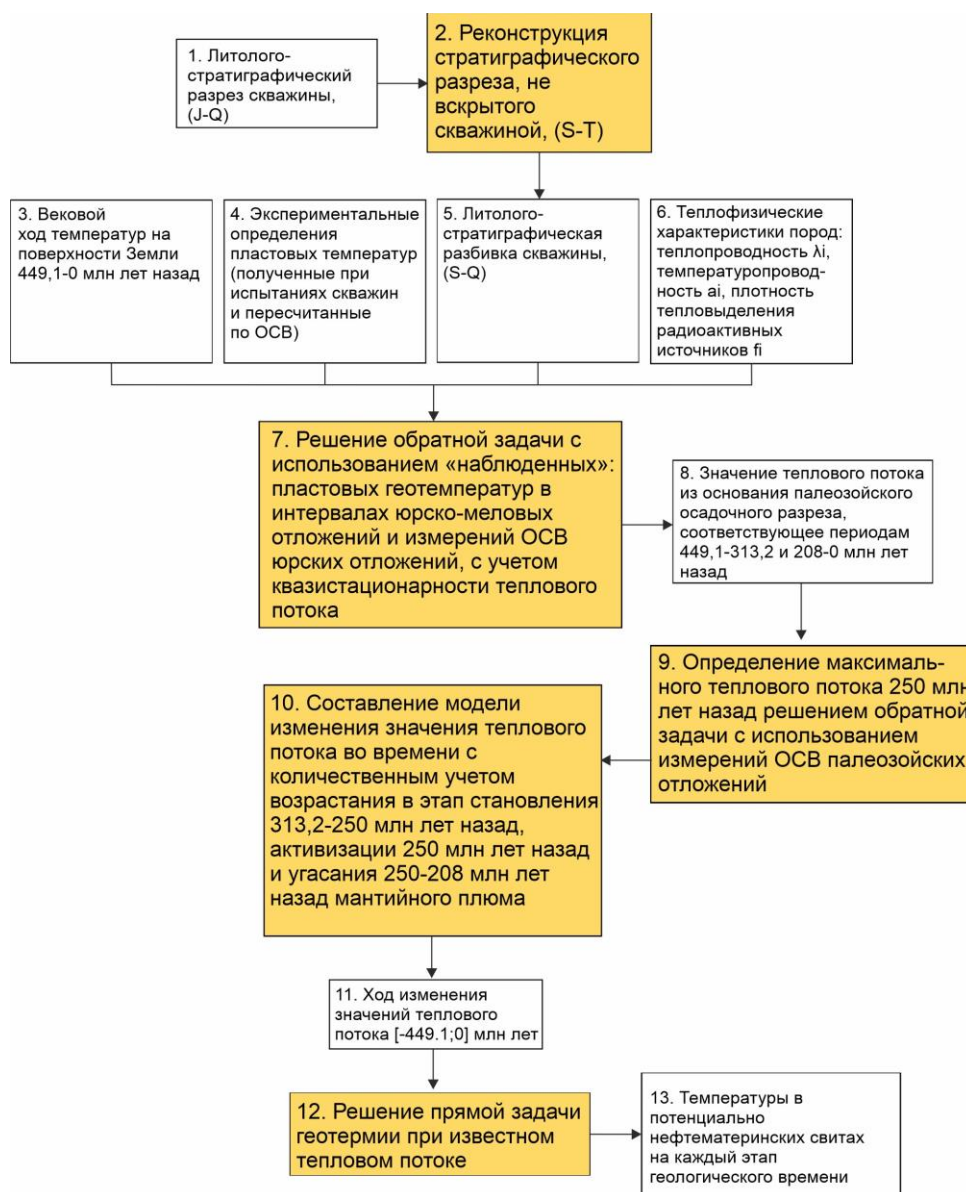


Рис. 2. Блок-схема этапов восстановления термической истории потенциально нефтематеринских юрских и доюрских толщ

Fig. 2. Flowchart showing stages of modelling the thermal history of the Jurassic and pre-Jurassic oil-source rocks

В ходе выполнения анализа термической истории потенциально материнских свит производится выявление интенсивных очагов генерации путем сопоставления температур в этих свитах с границами ГФГ и ГФН. Кроме того, продолжительность существования этих активных очагов оценивается и сопоставляется с временем формирования палеозойских резервуаров. В результате дается оценка возможности аккумуляции и сохранности углеводородов в виде залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе.

Динамика теплового потока

Динамика теплового потока во времени связана с тектоническим развитием территории исследования. Доюрский этап развития территории характеризуется накоплением осадков и рифтогенезом в позднегерцинское время, вызванным действовавшим мантийным суперплюмом.

Начиная с ордовика-силура на территории начинается накапливаться осадочный чехол. Осадконакопление продолжается вплоть до каменноугольного периода с небольшим перерывом в эйфеле. Экспериментальные данные о палеотермометрах, характеризующих температуры осадочного чехла в период до активизации мантийного плюма, получить невозможно ввиду того, что все органические и минеральные показатели палеотемператур характеризуют только максимальные температуры, то есть эпохи активизации плюма. Поэтому принято, что тепловой поток для этого периода (позднеордовикский-среднекаменноугольный отделы 450–313,2 млн лет назад) превосходит современный тепловой поток из основания осадочного разреза в два раза [19]. Этот этап характеризуется постоянным тепловым потоком.

Активизация мантийного суперплюма, вызвавшая на территории процессы рифтогенеза, заняла проме-

жуток времени 249–251 млн лет назад [20] и характеризуется увеличением теплового потока. Максимальный скачок теплового потока приурочен ко времени 250 млн лет назад. Его величина рассчитывается с использованием измерений ОСВ в палеозойских отложениях. Тепловой поток в периоды становления и угасания мантийного плюма описан с помощью математической функции, обладающей максимальной скоростью изменения значения – уравнением четверти окружности.

Данная модель, в отличие от предыдущей, используемой нами модели [12], значительно доработана. Основные отличия этой модели заключаются в том, что, во-первых, учитывается активность Сибирского суперплюма, который вызвал значительное увеличение теплового потока на рубеже перми и триаса (заявшего 1–2 млн лет в период 249–251 млн лет назад [20] или, по другим данным, 250–252 млн лет [21, 22]). Во-вторых, принято, что максимум температур в осадочном разрезе по времени может быть связан именно с действовавшим мантийным плюмом, то есть привязан к конкретному геологическому событию. И, в-третьих, принято допущение о том, что тепловой поток позднего ордовика-карбона превышает современный тепловой поток в 2 раза. В ранних работах величина теплового потока в это время была постоянна на уровне значительного скачка теплового потока в пермо-триасе (200–300 мВт/м²) [12]. Известно, что плотность современных тепловых потоков редко превосходит 150 мВт/м². Потоки более 100 мВт/м² характерны для зон современного вулканизма. Поэтому сложно допустить существование столь высоких тепловых потоков в период спокойного режима осадконакопления без масштабной вулканической активности.

Представляется, что обновленная динамика теплового потока более тесно связана с геологическим строением изучаемой территории, поэтому ее использование является предпочтительным.

Характеристика Урманского месторождения

Урманское месторождение расположено в центральной части Нюрольского погруженного блока Межевского срединного массива. Месторождение включает два локальных поднятия – Урманское и Южно-Урманское, в северо-западной части Чузиковско-Чижалпской мезоседловины. Основная залежь сконцентрирована в пределах Урманского поднятия. По эрозионной поверхности палеозоя (отражающий горизонт М₁) Урманское поднятие ограничено изогипсами (–2990)–3010 м, имеет амплитуду порядка 100 м и размеры 8×12 км и осложнено Северным куполом и Центральной слабо дифференцированной приподнятой зоной. Наивысшими отметками характеризуется Северный купол, который замыкается изогипсой – 2920 м и имеет амплитуду 40 м.

Несмотря на то, что в рассматриваемом районе переработка палеозойских пород герцинскими движениями не слишком велика, здесь широко развиты разломы северо-западного простирания. Фундамент территории месторождения имеет покровно-

складчатое строение. Покровно-складчатые сооружения были окончательно консолидированы в герцинское (позднепалеозойское) время, а в раннем триасе нарушены рифтогенными процессами, в результате которых сформировались грабенообразные структуры, выполненные в основном магматическими породами основного и среднего состава.

Промышленная нефтегазоносность Урманского месторождения связана с залежами в кавернозно-трещиноватых карбонатах коренных пород палеозоя (пласт М₁), с отложениями коры выветривания (пласт М), а также с терригенными коллекторами пластов салатской и тюменской свит юрской системы.

В отложениях палеозоя (пласты М+М₁) выделено 4 залежи углеводородов – одна нефтегазоконденсатная (в Центральном куполе) и три нефтяные, в том числе две залежи нефти в Южно-Урманском куполе в районе скважин № 1 и 29Ю. Результаты испытаний скважин Урманского месторождения приведены в табл. 1.

Центральная залежь нефтегазоконденсатная, тектонически экранированная, сложно построенная за счет блокового строения, с высокой литологической неоднородностью. Размеры залежи 11,0×5,0 км, высота достигает 100 м, размеры газовой шапки 7,0×1,9 км, высота 47 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 10,6 м, газонасыщенная толщина 5 м. Эта залежь вскрыта скважиной Урманская 5.

Залежь в Южно-Урманском куполе в районе скважины 1 имеет вытянутую форму, размеры 6,8×(0,6–2,6) км, высота 70 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 3,5 м.

Таблица 1. Результаты испытаний скважин на Урманском месторождении

Table 1. Well tests data in the Urman field

Свита/Formation	Интервал, м Interval, m	Тип флюида Fluid type	Дебит, м ³ /сут Rate, m ³ /day
Скважина Урманская 5/Urman 5 well			
Лугинецкая свита (D ₃ lg) Luginetsk formation (D ₃ lg)	3074–3082; 3074–3085	Нефть, газ Oil, gas	0,5; 50
Лугинецкая свита (D ₃ lg) Luginetsk formation (D ₃ lg)	3086–3096; 3086–3089	Нефть, пластовая вода, газ Oil, formation water, gas	21,6; 122,4; 2 тыс. 21,6; 122,4; 2 thous.
Скважина Южно-Урманская 1/Yuzhno-Urman 1 well			
Тюменская свита (J ₂ tm) + армичевская свита (D ₁ rm) Tyumen formation (J ₂ tm) + Armich formation (D ₁ rm)	3128–3148; 3154–3203	Нефть/Oil	0,38
Армичевская свита (D ₁ rm) Armich formation (D ₁ rm)	3154–3203	Нефть, газопроводения Oil, gas	0,18; незначительный 0,18; inconsiderable

Примечание. Таблица составлена по материалам Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО».

Note. The table was composed using the data from Tomsk branch of federal state institution «Territorial geological fund in Siberian Federal District».

Математическая модель скважины Урманская 5

Выбор скважины Урманская 5 для выполнения целевого палеотемпературного моделирования обусловлен уникальным сочетанием тепловых параметров и характеристик геологического разреза. Скважина Урманская 5 вскрыла тогурскую свиту, являющуюся источником для нижнеюрского и, возможно, доюрского НГК. В этой скважине вскрыты отложения позднего девона рифогенного типа, не перекрытые корой выветривания.

Значение современного теплового потока из основания палеозойского разреза составляет 42 мВт/м². Значение температуры, определенной по ОСВ в доюрских отложениях, составляет 163 °С. Кроме того, в скважине получены притоки нефти и газа из испытанных интервалов внутреннего палеозоя.

Стратиграфическая принадлежность и мощность отложений, слагающих осадочный разрез скважины Урманская 5, приняты по данным бурения (материалы ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО»). Разбивка дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, включая девонско-силурийские отложения, не вскрытые скважиной. Возраст отложений, вскрытых в кровле палеозоя – позднедевонский, принят по материалам отчетов ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО».

В разрезе скважины Урманская 5 присутствует три перерыва в осадконакоплении. Первый, непро-

должительный по времени, перерыв соответствует первой половине эйфельского века. Второй перерыв начался в среднекаменноугольном отделе. Он соответствует завершающей тектонической фазе герцинской складчатости и сопровождается размывом каменноугольных отложений – елизаровской C_{2elz} , средневасюганской C_{1-2sv} и части табганской C_{1tb} свит. Длительность перерыва принята равной 36,6 млн лет. Далее на нижнекаменноугольных отложениях табганской свиты в континентальных условиях начинает накапливаться омеличская P_{1-2om} свита пермского возраста. Во время третьего перерыва, начало которого совпадает с завершением активизации мантийного суперплюма, денудации подвергаются накопленные пермские, нижнекаменноугольные и частично верхнедевонские отложения (омеличская P_{1-2om} , табганская C_{1tb} и частично лугинецкая D_{3lg} свиты). Девонские отложения перекрыты тогурской свитой нижнетогурского возраста.

В результате двухэтапного расчета плотности теплового потока (рис. 2, блоки 7–10) получили модель динамики теплового потока начиная с позднего ордовика (рис. 4). При решении обратных задач геотермии «невязка» расчетных и измеренных геотемператур соответствует оптимальной, то есть не превышает ± 2 °С (табл. 2, рис. 3).

Таблица 2. Скважина Урманская 5. Измеренные и расчетные температуры, рассчитанный тепловой поток

Table 2. Urman 5 well. Experimental and modelled temperatures, calculated deep heat flow

Приуроченность/ глубина, м Stratigraphic unit/ depth, m	Температура/Temperature, °C				Тепловой поток, мВт/м ² /динамическая характеристика (глубина палеозойского осадочного разреза) Deep heat flow, mW/m ² /dynamic behavior (the bottom of Paleozoic section)
	Пластовая измеренная Well test temperature	По ОСВ (R^o_{vit}) By vitrinite reflectance (R^o_{vit})	Модельная (расчетная) Modelled (calculated)	Разница расчётной и измеренной Difference between calculated and experimental	
$J_{1-2sl}/3044$	99	–	98	–1	42/квазистационарный, начиная с юры до современного (7012 м)
$J_{1tg}/3080$	99	–	100	+1	quasistationary, from Jurassic to present-day (7012 m)
$D_{3lg}/3117$	–	163 (1,12)	163	0	227/пермо-триасовый, максимум 250 млн лет назад (4912 м) Permian-Triassic, maximum in 250 Ma ago (4912 m)

Примечания: 1. Глубина положения образца для определения ОСВ 250 млн лет назад – 1017 м. 2. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск) 3. Переход от ОСВ (R^o_{vit}) к температуре осуществляется по диаграмме «Линии значений отражательной способности витринита», нанесенные на измененную схему Коннона [23].

Notes: 1. Vitrinite sample depth in 250 Ma ago – 1017 m. 2. Vitrinite reflectance investigations are performed in the Laboratory of Petroleum Geochemistry in Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Novosibirsk) 3. Temperatures from vitrinite reflectance were estimated by the diagram «Vitrinite reflectance lines» on modified Connon's scheme [23].

Анализ и оценка результатов

В районе скважины Урманская 5 нефтегазоносность доюрского фундамента связана только с резервуаром коренного палеозоя (M_1). Резервуар коры выветривания не сохранился до нашего времени. Коллекторские свойства (трещиноватость, поры, каверны выщелачивания) наблюдаются до глубины 200 м от поверхности эрозии. Вторичные коллекторы сформировались не раньше 213–183 млн лет назад в период предъюрского перерыва в осадконакоплении.

В качестве потенциально нефтематеринских свит приняты: баженовская (J_3bg), тюменская (J_2tm), то-

гурская (J_{1tg}), лугинецкая (D_{3lg}), кыштовская (D_{1ks}) и ларинская (S_{1lr}) свиты. Ниже представлены результаты анализа периодов существования активных очагов генерации нефти, газа и газоконденсата в перечисленных материнских свитах (табл. 3, рис. 4).

Результаты палеотемпературного моделирования показывают, что ларинская (S_{1lr}) и кыштовская (D_{1ks}) свиты 359–217 млн лет назад подверглись воздействию колоссальных температур, достигающих 250 млн лет назад, 623 и 525 °С соответственно. Ввиду этого перечисленные свиты не могут в дальнейшем рассматриваться нами в качестве возможных источников генерации углеводородов, заполняющих ловушки в доюрских отложениях.

Таблица 3. Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в районе скважины Урманская 5

Table 3. Calculated geotemperatures in oil-source formations in the area of Urman 5 well

Время, млн лет назад Stratigraphic age, Ma	Палеоклимат, °C Paleoclimate, °C	Тепловой поток, мВт/м ² Heat flow, mW/m ²	Геотемпературы свиты/Formation geotemperatures, °C											
			Баженовская Bazhenov (J ₃ bg)		Тюменская Tyumen (J ₂ tm)		Тогурская Togur (J ₁ tg)		Лугинецкая Luginetsk (D ₃ lg)		Кыштовская Kyshtovsk (D ₁ ks)		Ларинская Larin (S ₁ lr)	
			T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m
0	0	42	85	2590	92	2830	99	3070	113	3580	174	6000	192	6790
4,71	3	42	89	2570	97	2820	104	3060	118	3570	179	5990	197	6770
24	16	42	101	2570	108	2810	115	3050	129	3560	189	5980	208	6770
32,3	16	42	97	2490	105	2740	112	2980	125	3490	185	5910	204	6690
41,7	12	42	88	2350	95	2590	102	2830	115	3340	175	5760	194	6550
54,8	19	42	93	2260	100	2500	107	2740	121	3250	182	5670	200	6460
61,7	22	42	95	2250	102	2490	108	2730	122	3240	182	5660	201	6450
73,2	16	42	85	2130	92	2380	99	2620	113	3130	173	5550	192	6330
89,8	22	42	83	1920	90	2160	97	2400	111	2920	171	5340	190	6120
91,6	22	42	80	1910	87	2150	94	2390	107	2900	168	5320	186	6100
114,1	21	42	52	1020	59	1270	66	1510	80	2020	140	4440	158	5220
136,1	10	42	20	260	27	500	34	750	48	1260	108	3680	126	4460
145,8	12	42	13	10	20	250	27	500	41	1010	101	3430	120	4210
151,2	14	42			20	230	27	470	41	980	101	3400	120	4190
162,9	15	42			19	140	26	380	39	890	99	3310	118	4100
182,7	13	42							26	500	87	2920	105	3700
217	14	179							92	750	363	3420	440	4200
241,9	28	224							174	1110	512	3780	610	4570
250	31	227							191	1230	525	3900	623	4690
252,2	32	190							169	1260	451	3930	533	4720
276,6	14	111							87	1110	255	3780	303	4570
285,3	17	99							89	1210	239	3880	283	4670
302,7	20	86							94	1410	226	4080	264	4870
313,2	20	84							99	1530	228	4200	265	4990
320,2	17	84							90	1410	219	4080	255	4870
326,2	20	84							81	1210	210	3880	247	4670
358,9	30	84							68	750	196	3420	233	4200
382,7	34	84									125	1920	161	2700
390,5	22	84									64	890	101	1680
400,5	24	84									56	670	93	1460
407,6	27	84									49	470	86	1260
419,2	34	84											61	580
427,4	29	84											39	220

Примечания: 1. Температура определена на глубине центра свиты; 2. Светло-синей заливкой показаны температуры ГФН, желтой заливкой – температуры ГФГ, светло-фиолетовой заливкой выделены температуры, превышающие 190 °C (вызывающие деструкцию УВ); 3. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.

Notes: 1. Temperature is calculated for the depth of formation centre; 2. Temperatures of «oil window» are light-blue coloured, temperatures of «gas window» are yellow coloured; temperatures higher than 190 °C (cause hydrocarbon destruction) are light-purple coloured; 3. Stratigraphic age of paleotemperature maximums in the Mesozoic-Cenozoic and the Paleozoic rocks are red coloured.

Лугинецкая (D₃lg) свита 320–285 млн лет назад вошла в ГФН. Далее температуры в свите снизились. 252 млн лет назад свита входит в ГФГ. Поскольку мощность лугинецкой свиты значительная (в модели задается 1500 м), то во время палеотемпературного максимума (250 млн лет назад) в интервале свиты существовал широкий температурный диапазон от 95 до 286 °C, причем температура 190 °C соответствовала центру свиты (на глубине 1232 м). Ко времени формирования доюрского резервуара 500 м отложений лугинецкой свиты были размыты. Тогда температура в сохранившихся до настоящего времени отложениях верхней половины лугинецкой свиты изменялась в диапазоне от 159 до 190 °C.

Следовательно, можно сделать вывод о том, что верхняя часть лугинецкой свиты мощностью около 250 м 35 млн лет входила в ГФГ (252–217 млн лет назад). Нижняя часть лугинецкой свиты подверглась воздействию деструктивных температур (рис. 4). Поэтому можно предположить существование лугинецкого очага генерации газа в период 252–217 млн лет назад.

Тогурская (J₁tg) свита 92 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней до настоящего времени. Отложения свиты не подвергались воздействию деструктивных температур. Все это время тогурская свита может являться источником нефти для залежей в доюрском комплексе.

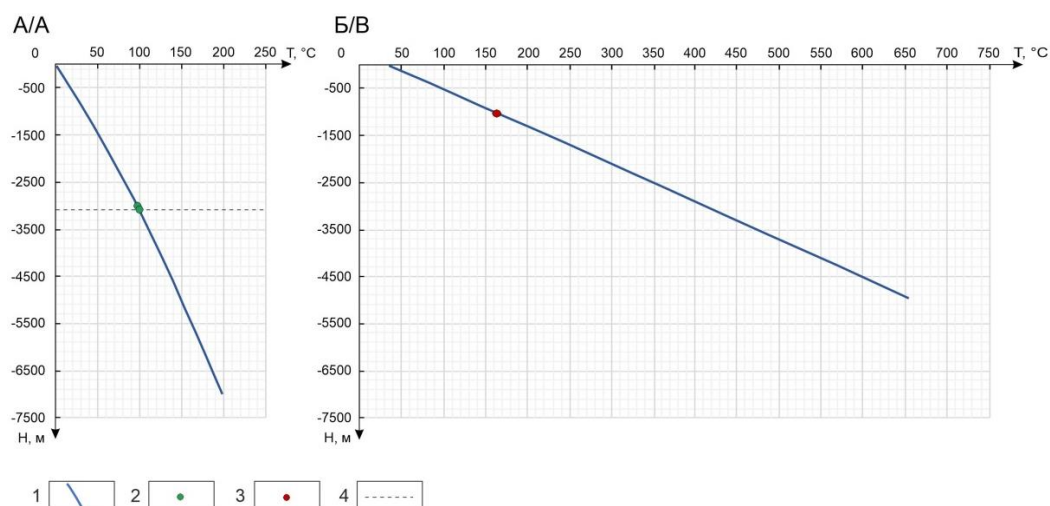


Рис. 3. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Урманская 5 для современного разреза (А), на время палеозойского палеотемпературного максимума – 250 млн лет назад (Б): 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – измеренные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла

Fig. 3. Matching of modelled and experimental geotemperatures in Urman 5 well for present-day sequence (A), for sequence at the period of the Paleozoic paleotemperature maximum – 250 Ma ago (B): 1–3 – geotemperatures (1 – modelled; 2 – measured while well tests; 3 – measured by vitrinite reflectance); 4 – bottom of the sedimentary cover

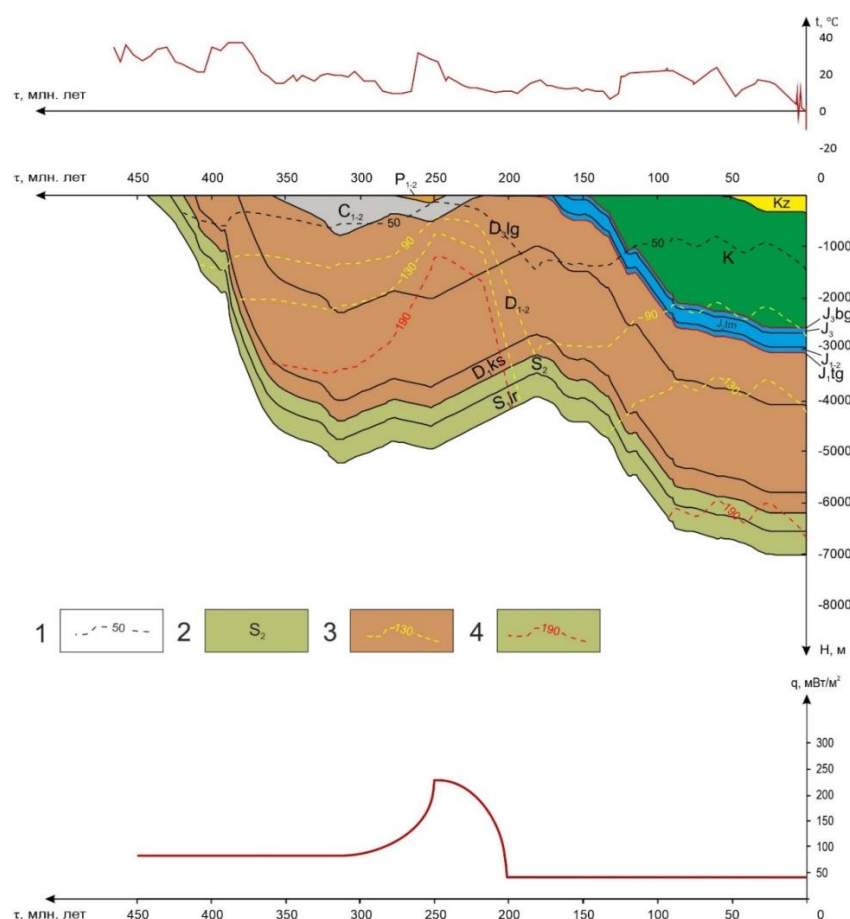


Рис. 4. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Урманская 5: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока

Fig. 4. Tectonic and thermal history reconstructions in the area of Urman 5 well: 1 – isotherms; 2 – stratigraphic unit; 3 – isotherms of oil window; 4 – lower isotherm of hydrocarbon destruction. The paleoclimate graph is in the top of the figure, the graph of deep heat flow dynamics is in the bottom of the figure

Тюменская (J_2tm) свита 90 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней вплоть до настоящего времени. Тюменский источник может заполнять нефтью резервуар внутреннего палеозоя.

Баженовская (J_3bg) свита впервые входит в ГФН 62 млн лет назад на 20 млн лет. Во второй раз свита входит в ГФН 32 млн лет назад на 27 млн лет. 5 млн лет назад температуры в свите упали ниже 90 °С. Таким образом, баженовская свита суммарно находилась в главной фазе нефтеобразования 47 млн лет. Все это время баженовский источник может заполнять нефтью резервуар внутреннего палеозоя.

Таким образом, ларинская и кыштовская свиты подверглись воздействию разрушительных для УВ температур. Следовательно, эти свиты не могли формировать залежи нефти и газа в пласте M_1 . ГФГ верхней части лугинецкой свиты длилась 35 млн лет и завершилась за 4–34 млн лет до формирования резервуара. Можно ожидать частичную сохранность лугинецкого газа. После формирования палеозойского резервуара в главной фазе нефтеобразования продолжительное время находились юрские баженовская, тюменская и тогурская свиты. Эти свиты могут являться источниками нефти для палеозойских залежей.

Результаты испытаний этих интервалов (табл. 1) показывают, что углеводороды залежей представлены малодобитным свободным газом и нефтью. Поэтому, с наибольшей вероятностью, доюрский резервуар является аккумулятором палеозойского лугинецкого газа и юрской нефти.

Математическая модель скважины Южно-Урманская 1

Выбор скважины Южно-Урманская 1 для выполнения палеотемпературного моделирования также обусловлен уникальностью тепловых и геологических характеристик разреза, вскрываемого скважиной. Скважина Южно-Урманская 1 вскрыла тогурскую свиту,

являющуюся источником для нижнеюрского и, возможно, доюрского НГК. Палеотемпературная модель данной скважины является уникальной среди скважин, для которых ранее выполнялось моделирование (Герасимовская 12, Останинская 438, Сельвейкинская 2, Урманская 5), поскольку в кровле палеозоя этой скважиной вскрыты отложения раннего девона.

Значение современного теплового потока из основания палеозойского разреза 44 мВт/м². Значения температур, определенных по ОСВ в доюрских отложениях, составляют 143 и 147 °С. Кроме того, из испытанного интервала внутреннего палеозоя получены притоки нефти и незначительные газопроявления (табл. 1).

Стратиграфическая разбивка скважины Южно-Урманская 1 принята по данным бурения (материалы ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО») и дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, не вскрытого скважиной. Возраст отложений, вскрытых в кровле палеозоя – раннедевонский, принят по материалам отчетов ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО».

В районе скважины Южно-Урманская 1 получил развитие рифогенный тип разреза, в котором присутствуют два перерыва в осадконакоплении. Первый перерыв соответствует первой половине эйфельского века. Второй перерыв начинается в среднекаменноугольном отделе, в завершающей тектонической фазе герцинской складчатости, и продолжается вплоть до начала накопления нижнеюрских отложений. Этот перерыв сопровождается масштабной денудацией отложений от каменноугольных до раннедевонских. Раннедевонские отложения перекрыты углитоаргиллитовой плинсбахской пачкой урманской свиты.

При решении обратных задач геотермии «невязка» расчетных и измеренных геотемператур не превышает ±2 °С (табл. 4).

Таблица 4. Скважина Южно-Урманская 1. Измеренные и расчетные температуры, рассчитанный тепловой поток
Table 4. Yuzhno-Urman 1 well. Experimental and modelled temperatures, calculated deep heat flow

Приуроченность/ глубина, м Stratigraphic unit/ depth, m	Температура/Temperature, °С				Тепловой поток, мВт/м ² /динамическая характеристика (глубина палеозойского осадочного разреза) Deep heat flow, mW/m ² /dynamic behavior (the bottom of Paleozoic section)
	Пластовая измеренная Well test temperature	По ОСВ (R^o_{vt}) By vitrinite reflectance (R^o_{vt})	Модельная (расчетная) Modelled (calculated)	Разница расчётной и измеренной Difference between calculated and experimental	
J_{1-2sl} /3090	–	111 (0,73)	113	+2	44/квазистационарный, начиная с юры до современного (4627 м) quasistationary, from Jurassic to present-day (4627 m)
J_{1ur} /3138	99	–	97	–2	
D_{1rm} /3181	–	143 (0,97)	144	+1	214/пермо-триасовый, максимум 250 млн лет назад (2400 м) Permian-Triassic, maximum in 250 Ma ago (2400 m)
D_{1rm} /3203	–	147 (1)	147	0	

Примечание. Глубина положения образцов для определения ОСВ 250 млн лет назад – 954 и 976 м.

Note. Vitrinite samples depths in 250 Ma ago – 954 and 976 m.

Анализ и оценка результатов

В районе скважины Южно-Урманская 1 нефтегазонасность доюрского фундамента связана только с резервуаром коренного палеозоя (M_1). Резервуар коры выветривания сформировался в период 213–191 млн лет

назад, но не сохранился до нашего времени. Вторичные коллекторы формировались 213–191 млн лет назад в период предъюрского перерыва в осадконакоплении.

В качестве потенциально нефтематеринских свит приняты: баженовская (J_3bg), тюменская (J_2tm), тогурская (J_{1tg}), кыштовская (D_{1ks}) и ларинская (S_{1lr})

свиты. Результаты анализа периодов существования активных очагов генерации нефти, газа и газоконден-

сата в перечисленных материнских свитах представлены ниже (рис. 5).

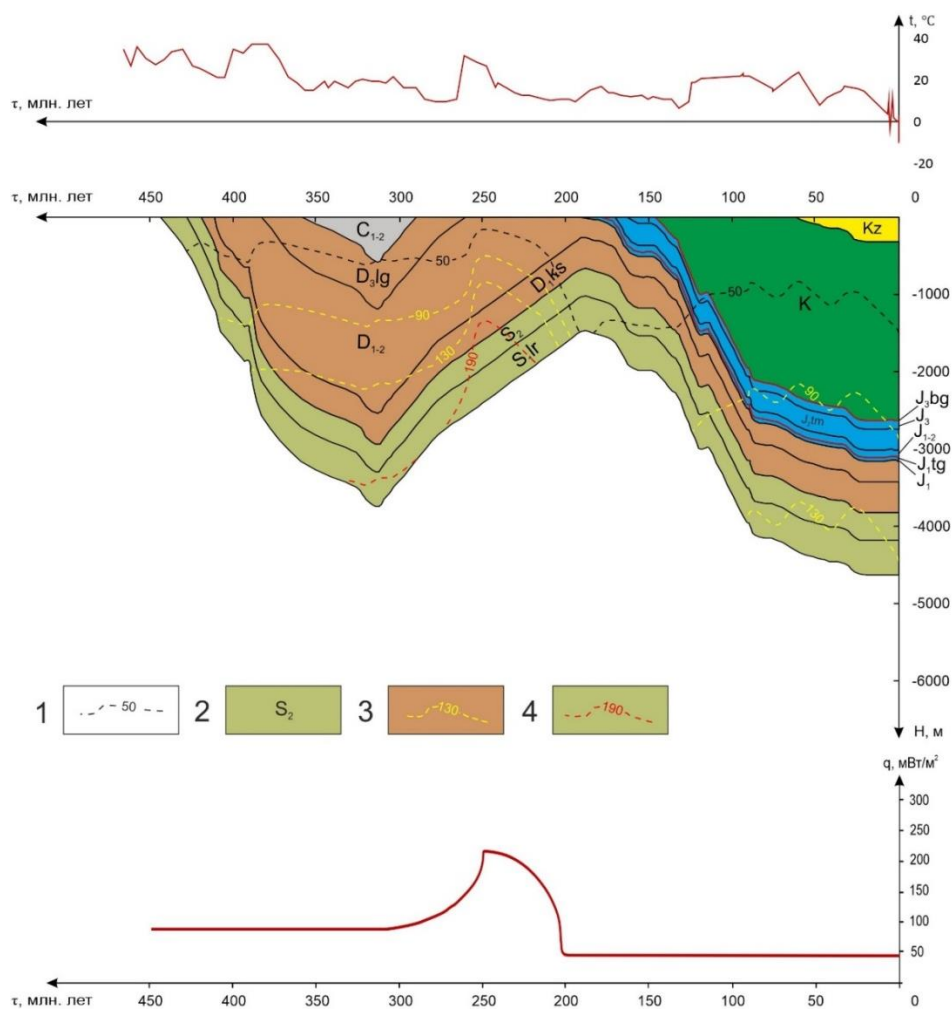


Рис. 5. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Южно-Урманская 1: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока

Fig. 5. Tectonic and thermal history reconstructions in the area of Yuzhno-Urman 1 well: 1 – isotherms; 2 – stratigraphic unit; 3 – isotherms of oil window; 4 – lower isotherm of hydrocarbon destruction. The paleoclimate graph is in the top of the figure, the graph of deep heat flow dynamics is in the bottom of the figure

Результаты палеотемпературного моделирования показывают, что ларинская (S_{lr}) свита подверглась воздействию разрушительных для углеводородов температур. Максимальная температура в центре свиты составила 289 °С. Следовательно, свита не может рассматриваться как возможный источник генерации УВ.

Кыштовская (D_{ks}) свита 383–359 млн лет назад достаточно прогрелась, чтобы войти в главную фазу нефтеобразования. Отложения находились в ГФН 24 млн лет. 359–277 млн лет назад температуры повысились, и свита на 82 млн лет вошла в ГФГ. После поднятия территории в позднегерцинское время и начала денудационных процессов температура в свите начала уменьшаться и 277 млн лет назад составляла 127 °С. Но уже к 261 млн лет назад во время становления мантийного суперплюма свита вновь возвращается в ГФГ. Во время палеотемпературного максимума 250

млн лет назад свита нагрелась от кровли до подошвы до 173–220 °С. Таким образом, верхняя часть свиты мощностью 145 м не подверглась воздействию деструктивных температур и продолжила находиться во второй ГФГ (261–215 млн лет назад). Верхняя часть кыштовской свиты может являться источником газа для залежей в доюрских отложениях.

Тогурская (J_{tg}) свита также 92 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней до настоящего времени. Отложения свиты не подвергались воздействию деструктивных температур. Все это время тогурская свита может являться источником нефти для залежей в доюрском комплексе.

Тюменская (J_{tm}) свита 87 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней вплоть до настоящего времени. Тюменский источник может заполнять нефтью резервуар внутреннего палеозоя.

Баженовская (*J₃bg*) свита впервые входит в ГФН 62 млн лет назад на 20 млн лет. Во второй раз свита входит в ГФН 32 млн лет назад на 27 млн лет. 5 млн лет назад температуры в свите упали ниже 90 °С. Таким образом, баженовская свита суммарно находилась в ГФН 47 млн лет. Все это время баженовский источник может генерировать нефть.

Термическая история тогурской, тюменской и баженовской свит показала, что эти свиты могут выступать в качестве источников нефти для заполнения палеозойского резервуара. ГФГ *кыштовской* свиты завершилась за 2–24 млн лет до формирования резервуаров палеозоя. Поэтому можно ожидать хотя бы частичную сохранность кыштовского газа.

Результаты испытаний этих интервалов показывают, что УВ залежей представлены незначительным газопроявлением и нефтью. Поэтому, с наибольшей вероятностью, можно говорить о сохранности в доюрском резервуаре палеозойского кыштовского газа и юрской нефти.

Заключение

Результаты выполненного для Урманского месторождения палеотемпературного моделирования на примере двух скважин – Урманская 5 и Южно-Урманская 1 – позволили выявить вероятные источники залежей УВ в доюрском нефтегазоносном комплексе.

В обеих скважинах по результатам испытаний был получен в небольшом количестве свободный газ. Источником этого газа могут быть только палеозойские потенциально нефтематеринские свиты. Для основной залежи в районе скважины Урманская 5 источником газа предполагается позднедевонская лугинецкая свита, а для залежи в Южно-Урманском куполе в районе скважины Южно-Урманская 1 источником является, скорее всего, раннедевонская кыштовская свита. Небольшой дебит газа, полученный в результате испытаний, объясняется лишь его частичной сохранностью в силу того, что главная фаза газообразования завершилась за 2–4 млн лет до формирования резервуара внутреннего палеозоя.

В обеих скважинах получено, что источник нефти имеет юрский возраст. Это могут быть тогурская, тюменская и/или баженовская свита. Все эти три свиты длительное время находились в главной фазе нефтеобразования после формирования доюрского резервуара.

Проникновение юрской нефти в доюрское основание – с геологических позиций весьма сложный процесс. Существует мнение, что флюидообмен меж-

ду палеозойскими и мезозойскими породами может быть только на локальных участках и лишь в зоне непосредственного контакта между ними. В районе скважины Урманская 5 установлено, что девонские отложения лугинецкой свиты непосредственно перекрыты аргиллитами тогурской свиты. Геологическое строение разреза в районе скважины Южно-Урманская 1 также не препятствует миграции юрской нефти в палеозойское основание. Тогурская свита удалена от кровли палеозоя всего на 30 м (мощность урманской свиты). Миграция баженовской нефти в палеозойское основание представляется сложно [7], хотя на ее возможность указывают прямые геохимические признаки. Например, в результате исследований [9] по биомаркерным признакам установлено сходство нефти из палеозойского резервуара на близлежащем Нижнетабаганском месторождении с нефтью баженовской свиты. Следовательно, можно рассматривать возможность миграции юрской нефти в ловушки, сформированные в палеозойских отложениях.

Вместе с тем в результате геохимических исследований [24] было получено, что образцы нефти горизонта М+М₁ из скважины Урманская 2 (вскрывшей, как и скважина Урманская 5, Центральную залежь) имеют смешанный генезис или являются смесью нефтей из двух источников со значительным вкладом континентальной органики в исходное органическое вещество.

Полученные нами результаты восстановления термической истории потенциально нефтематеринских отложений и результаты геохимических исследований позволяют заключить следующее: нефти палеозойских залежей Урманского месторождения представляют собой смесь флюидов из двух юрских источников: предположительно, нефтематеринской породы континентального генезиса со значительным вкладом гумусового или гумусово-сапропелевого озерного органического вещества (тогурская и/или тюменская свиты) и нефтематеринской породы морского генезиса (баженовская свита).

Таким образом, исследование показало, что палеозойские резервуары Урманского месторождения аккумулируют частично сохранившийся газ, источником которого являются палеозойские материнские (кыштовская и лугинецкая) свиты, и нефть, представляющую собой смесь юрской нефти морского (баженовская) и континентального (тогурская и/или тюменская) генезисов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. The thermal history in sedimentary basins: a case study of the central Tarim Basin, Western China / D. Li, J. Chang, N. Qiu, J. Wang, M. Zhang, X. Wu, J. Han, H. Li, A. Ma // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2022. – V. 229. – P. 1–17. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2022.105149> (дата обращения 04.06.2022).
2. A comparative study of salient petroleum features of the Proterozoic–Lower Paleozoic succession in major petroliferous basins in the world / X. Liu, Z. Jin, G. Bai, J. Liu, M. Guan, Q. Pan, T. Li // *Energy Exploration & Exploitation*. – 2017. – V. 35. – № 1. – P. 54–74.
3. Хуторской М.Д., Соколов С.Ю. Термическая эволюция южной части Баренцева моря (свод Федьнского) // *Георесурсы*. – 2022. – № 3. – С. 99–113.
4. Deepest oil in Asia: characteristics of petroleum system in the Tarim basin, China / G. Zhu, A.V. Milkov, J. Li, N. Xue, Y. Chen, J. Hu, T. Li, Z. Zhang, Z. Chen // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 199. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108246> (дата обращения 13.03.2023).
5. Запывалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // *Вестник Томского государственного университета*. – 2010. – № 341. – С. 226–232.

6. Геохимия и фациальные условия формирования нефтематеринских пород палеозоя юго-востока Западной Сибири / С.В. Фадеева, И.В. Гончаров, Л.М. Лаухин, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, М.А. Веклич, Р.С. Кашапов, Н.А. Смирнова // Геомодель. 2022. Сборник материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. – М.: ООО «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2022. – С. 63–66.
7. Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: The largest and most prolific hydrocarbon basin in the world // AAPG Bulletin. – 2022. – V. 106. – № 3. – P. 517–572.
8. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia. – Reston, Virginia, USA: US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003. – 49 p.
9. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? / E. Ably, D. Nadezhkin, E. Bordyug, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M.A. Sugden, P.F. Van Bergen // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39. – № 8. – P. 1176–1184.
10. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, М.Я. Кузина, Г.А. Лобова // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51–56.
11. Botor D. Burial and thermal history modeling of the Paleozoic-Mesozoic basement in the northern margin of the Western Outer Carpathians (Case Study from Pilzno-40 Well, Southern Poland) // Minerals. – 2021. – V. 11. – № 7. – P. 1–23. URL: <https://doi.org/10.3390/min11070733> (дата обращения 13.03.2023).
12. Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири / В.И. Исаев, М.Ф. Галиева, Г. Лобова, С.Г. Кузьменков, В.И. Старостенко, А.Н. Фомин // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 17–48.
13. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
14. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) / В.И. Исаев, А.А. Искоркина, Г.А. Лобова, В.И. Старостенко, С.А. Тихоцкий, А.Н. Фомин // Физика Земли. – 2018. – № 2. – С. 124–144.
15. Scotese C. A new global temperature curve for the Phanerozoic // GSA Annual Meeting. – Denver, Colorado, Abstracts with Programs, 2016. – V. 48. – № 7. – P. 74–31.
16. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А.Д. Дучков, Ю.И. Галушкин, Л.В. Смирнов, Л.С. Соколова // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 51–60.
17. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 14–17.
18. Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128–139.
19. Ярославцева Е.С., Бурштейн Л.М. Моделирование истории генерации углеводородов в куонамской свите Курейской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html (дата обращения 13.03.2023).
20. Добрецов Н.Л. Крупнейшие магматические провинции Азии (250 млн лет): Сибирские и Эмешанские траппы (платобазальты) и ассоциирующие гранитоиды // Геология и геофизика. – 2005. – Т. 46. – № 9. – С. 870–890.
21. Thermal history of the Siberian Traps Large Igneous Province revealed by new thermochronology data from intrusions / T.E. Bagdasaryan, S.N. Thomson, A.V. Latyshev, R.V. Veselovskiy, V.A. Zaitsev, A.E. Marfin, V.S. Zakharov, D.S. Yudin // Tectonophysics. – 2022. – V. 836. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2022.229385> (дата обращения 13.03.2023).
22. 207Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pa scavenging from the melt / A.V. Ivanov, F. Corfu, V.S. Kamenetsky, A.E. Marfin, N.V. Vladykin // Geochemical Perspectives Letters. – 2021. – V. 18. – P. 11–15.
23. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
24. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А.В. Стулакова, А.В. Соколов, Е.В. Соболева, Т.А. Кирюхина, И.А. Курасов, Е.В. Бордюг // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 63–76.

Поступила: 28.03.2023 г.

Прошла рецензирование: 17.04.2023 г.

Информация об авторах

Крутенко М.Ф., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Исаев В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Коржов Ю.В., кандидат химических наук, доцент Института геологии нефти и газа Югорского государственного университета.

Осипова Е.Н., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 553.98

FOCI OF HYDROCARBON GENERATION AND THE «PALEOZOIC» OIL DEPOSITS IN THE URMAN FIELD (TOMSK REGION)

Margarita F. Krutenko¹,
margaritagalieva@gmail.com

Valery I. Isaev¹

Yuri V. Korzhov²,
ykor1962@mail.ru

Elizaveta N. Osipova¹,
osipovaen@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Yugra State University,
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

The relevance. Large oil and gas fields are discovered in the oldest basins on many continents of the Earth. According to some estimates, ~40 % in the total proved oil and gas reserves in the world were distributed in the superdeep strata. Also, the Nyurol sedimentary basin draws a lot of interest in prospects for oil and gas potential in the Paleozoic. The perspectivity of the basin is proved by a large amount of hydrocarbon deposits in the Paleozoic discovered there, numerous oil and gas inflows. This research aims to find approaches to identify the source rocks for the pre-Jurassic hydrocarbon deposits.

The main aim: estimation of the Phanerozoic rocks opportunity to generate hydrocarbons accumulated in the pre-Jurassic traps.

Objects. This paper presents the results of paleotemperature modelling of the Paleozoic and Mesozoic foci of hydrocarbon generation in the Urman oil-gas-condensate field in Tomsk Region. The Urman field is included into the Chuzic-Chizhapka group of fields. The research is performed for two wells – Urman 5 and Yuzhno-Urman 1. Actual well data include well tests measurements and vitrinite reflectance determinations as in the Jurassic, so in the pre-Jurassic rocks, also recorded fluid inflows from the pre-Jurassic play.

Methods. The research is based on applying paleotemperature modelling as the main research method. Paleotemperature modelling is associated with paleotectonic reconstructions and is performed in two steps. In the first step, present-day deep heat flow is determined by solving the inverse problem of Geothermics using formation temperatures. In the second step, maximum deep heat flow associated with mantle plume activation is determined applying vitrinite reflectance measurements in the pre-Jurassic rocks. Dynamics of deep heat flow is reconstructed since the Late Ordovician. As a result of solving the direct problem of Geothermics, we set thermal history of the Jurassic and pre-Jurassic oil-source rocks.

Results of paleotemperature modelling for the Urman field allowed identifying possible oil-source rocks for deposits in the pre-Jurassic play. Favourable paleotemperature regime for oil generation in sedimentary sequence of both wells existed only in the Jurassic formations: Bazhenov, Tyumen and Togur. Favourable paleotemperature regime for gas generation existed only in the Paleozoic oil-source formations: in Urman 5 well – in the Late Devonian Luginetsk formation, in Yuzhno-Urman 1 – in the Early Devonian Kyshtovsk formation.

The conclusion. The Paleozoic reservoirs of the Urman field accumulate partially preserved gas generated by the Paleozoic source-rocks (Kyshtovsk and Luginetsk) and oil representing a mixture of the Jurassic oil of marine (Bazhenov) and terrigenous (Togur and/or Tyumen) origin.

Key words:

pre-Jurassic rocks, foci of hydrocarbon generation, paleotemperature modelling, Urman oil-gas-condensate field, Nyurol sedimentary basin.

REFERENCES

- Li D., Chang J., Qiu N., Wang J., Zhang M., Wu X., Han J., Li H., Ma, A. The thermal history in sedimentary basins: A case study of the central Tarim Basin, Western China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2022, vol. 229, pp. 1–17. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2022.105149> (accessed 4 June 2022).
- Liu X., Jin Z., Bai G., Liu J., Guan M., Pan Q., Li T. A comparative study of salient petroleum features of the Proterozoic–Lower Paleozoic succession in major petroliferous basins in the world. *Energy Exploration & Exploitation*, 2017, vol. 35, no. 1, pp. 54–74.
- Khutorskoi M.D., Sokolov S.Yu. Thermal evolution of the southern part of the Barents Sea (the Fedynsky Arch). *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 99–113. In Rus.
- Zhu G., Milkov A.V., Li J., Xue N., Chen Y., Hu J., Li T., Zhang Z., Chen Z. Deepest oil in Asia: characteristics of petroleum system in the Tarim basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108246> (accessed 13 March 2023).
- Zapivalov N.P., Isaev G.D. Criteria of estimation of oil-and-gas-bearing Palaeozoic deposits of Western Siberia. *Tomsk State University Journal*, 2010, no. 341, pp. 226–232. In Rus.
- Fadeeva S.V., Goncharov I.V., Laukhin L.M., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Smirnova N.A. Geokhimiya i fatsialnye usloviya formirovaniya neftematerinskikh porod paleozoya yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Geochemistry and facial conditions of formation of the Paleozoic oil-source rocks in the southeastern of Western Siberia]. *Geomodel 2022. Sbornik materialov 24-y nauchno-prakticheskoy konferentsii po voprosam geologorazvadki i razrabotki mestorzhdeny nefi i gaza* [Geomodel 2022. Proceedings of the 24th scientific and practical conference on geological exploration and oil and gas fields production]. Moscow, LLC «EAGE GEOMODEL», 2022. pp. 63–66.
- Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: The largest and most prolific hydrocarbon basin in the world. *AAPG Bulletin*, 2022, vol. 106, no. 3, pp. 517–572.

8. Ulmishek G.F. *Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia*. Reston, Virginia, USA, US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003. 49 p.
9. Ablya E., Nadezhkin D., Borydyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, no. 8, pp. 1176–1184.
10. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. Genesis of the pre-Jurassic oil deposits of the Rogozhnikovo group of fields (based on results of vertical alkanes zoning studying). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 51–56. In Rus.
11. Botor D. Burial and thermal history modeling of the Paleozoic-Mesozoic basement in the Northern Margin of the Western Outer Carpathians (Case Study from Pilzno-40 Well, Southern Poland). *Minerals*, 2021, vol. 11, no. 7, pp. 1–23. Available at: <https://doi.org/10.3390/min11070733> (accessed 13 March 2023).
12. Isaev V.I., Galieva M.F., Lobova G., Kuzmenkov S.G., Starostenko V.I., Fomin A.N. Paleozoic and Mesozoic hydrocarbon foci of generation and assessment of their role in formation oil deposits of the Pre-Jurassic complex of Western Siberia. *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 17–48. In Rus.
13. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic and Cenozoic rocks in the south-eastern part of Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
14. Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. Mesozoic–Cenozoic climate and Neotectonic events as factors in reconstructing the thermal history of the source-rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 2018, vol. 54, no. 2, pp. 310–329. In Rus.
15. Scotese C. A new global temperature curve for the Phanerozoic. *GSA Annual Meeting Denver, Colorado, Abstracts with Programs*, 2016, vol. 48, no. 7, pp. 74–31.
16. Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. Evolyutsiya temperaturnogo polya osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity [The evolution of the sedimentary cover temperature field of the West Siberian Plate]. *Geologiya i geofizika*, 1990, no. 10, pp. 51–60.
17. Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. Glavnaya faza gazoobrazovaniya – odin iz etapov katageneticheskoy evolyutsii sapropelevogo rasseyannogo organicheskogo veshchestva [Main Phase of Petroleum Generation as a Stage of Catagenetic Evolution of Dispersed Sapropelic Vegetable Organic Matter]. *Geologiya i Geofizika*, 1973, no. 10, pp. 14–17.
18. Belozarov V.B., Garcia A.S. Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian deposits of the south-eastern part of the Western-Siberian plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 128–139. In Rus.
19. Yaroslavtseva E.S., Burshteyn L.M. Modelling of hydrocarbon generation history in Kuonamka formation of Kureyka syncline. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2022, vol. 17, no. 4. In Rus. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html (accessed 13 March 2023).
20. Dobretsov N.L. Large igneous provinces of Asia (250 Ma): Siberian and Emeishan traps (plateau basalts) and associated granitoids. *Russian Geology and Geophysics*, 2005, vol. 46, no. 9, pp. 870–890. In Rus.
21. Bagdasaryan T.E., Thomson S.N., Latyshev A.V., Veselovskiy R.V., Zaitsev V.A., Marfin A.E., Zakharov V.S., Yudin D.S. Thermal history of the Siberian Traps Large Igneous Province revealed by new thermochronology data from intrusions. *Tectonophysics*, 2022, vol. 836. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2022.229385> (accessed 13 March 2023).
22. Ivanov A.V., Corfu F., Kamenetsky V.S., Marfin A.E., Vladyskin N.V. 207Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pa scavenging from the melt. *Geochemical Perspectives Letters*, 2021, vol. 18, pp. 11–15.
23. Isaev V.I., Fomin A.N. Loci of generation of Bazhenov- and Togur-Type oils in the Southern Nyuroł'ka Megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 731–743. In Rus.
24. Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Borydyug E.V. Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesources*, 2015, vol. 61, no. 2, pp. 63–76. In Rus.

Received: 28 March 2023.

Reviewed: 17 April 2023.

Information about the authors

Margarita F. Krutenko, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valery I. Isaev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Yuri V. Korzhov, Cand. Sc., associate professor, Yugra State University.

Elizaveta N. Osipova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 551.34:[550.43+550.72]

ГАЗОВЫЙ СОСТАВ И МИКРООРГАНИЗМЫ В ПОДЗЕМНЫХ ЛЬДАХ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

Бутаков Владислав Игоревич¹,
vladbutakov@yahoo.com

Слагода Елена Адольфовна¹,
eslagoda@ikz.ru

Заватский Михаил Дмитриевич²,
zavatskijmd@tyuiu.ru

Иванов Вадим Игоревич¹,
ivanovvi.tyum@gmail.com

¹ Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Малыгина, 86.

² Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

Актуальность. Повышение концентраций парниковых газов в атмосфере является фундаментальной проблемой в масштабах планеты. Источником парниковых газов в приповерхностном горизонте мерзлых пород могут быть как глубинные залежи углеводородов, так и органическое вещество, переработанное микроорганизмами во время оттаивания толщ. Для уточнения источника газа в подземных льдах необходимым этапом является изучение его количества и состава, а также содержания в них микроорганизмов. На фоне развития энергетического комплекса на севере Западной Сибири требуется учитывать геотехнические риски, связанные с высвобождением парниковых газов из мерзлых толщ.

Цель: изучить состав и определить источники парниковых газов во льдах и ледогрунтах с учетом условий формирования льда и содержания в них микроорганизмов.

Объекты: подземные льды повторно-жильного, гидрогенного и сегрегационного генезиса; льдистые мерзлые отложения севера Западной Сибири и Центральной Якутии, собранные экспедициями Института криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН в 2011–2021 гг.

Методы исследования и интерпретации химического состава. Криолитологическими методами изучено строение мерзлых отложений. Монолиты льда и мерзлых пород хранились до проведения анализов при температуре -18°C . Экстракция газа из монолитов с определением объемной доли проведена методом термовакuumной дегазации. Состав газов определен методом газовой хроматографии. Проведена нормализация газового состава на значения растворимости в воде. Рассчитаны объемные доли газа, находящегося в свободной и растворенной в воде форме. Обработка данных осуществлена в программе «Geoset Anotaly». Культивируемые психрофильные микроорганизмы исследованы методом посева на питательные среды; общая численность микроорганизмов определена методом эпифлуоресцентной микроскопии.

Результаты. В подземных льдах и ледогрунтах установлен состав газовых пузырьков: N_2 (74,9–87,8 %), O_2 (11,7–20,3 %), CO_2 (0,01–3,28 %), CH_4 (0,003–7,35 %), H_2 (0,001–0,035 %) и углеводороды с содержанием атомов от 2 до 6 ($2,0 \times 10^{-5}$ – $2,8 \times 10^{-3}$ %). Состав по содержанию N_2 , O_2 близок к атмосферному воздуху. Отмечены большие вариации газонасыщенности (1,1–21,1 %), а также содержания CH_4 и CO_2 . При формировании льда происходило промерзание газонасыщенного раствора, часть воздуха присутствовала в свободной форме (от 30 до 75 % от объема газа). Рассчитанные показатели $\text{CH}_4/(\text{C}_2\text{H}_6+\text{C}_3\text{H}_8)$ и $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_4$ указывают на биогенный генезис углеводородов. Состав газовых пузырьков пересчитан на объем всей пробы: в повторно-жильных, термокарстово-полостных и наледном льдах содержание CH_4 незначительно (в среднем 51, 81 и 1 ppmV соответственно). Незначительные количества CH_4 могли поступать при формировании этих типов льда из отложений деятельного слоя, так как установлена зависимость газового состава от количества включений торфа. В пробах с включениями торфа повышены содержания CH_4 , CO_2 и H_2 . В пластовых льдах повышено содержание CH_4 (216 ppmV). В текстуробразующих льдах накапливался CO_2 (до 3007 ppmV), а в клиновидных льдах обнаружены высокие содержания CH_4 (до 4032 ppmV), так как льды промерзали в замкнутом объеме. Лед торфяного бугра пучения имеет максимальное содержание CH_4 (15545 ppmV) и высокое CO_2 (2466 ppmV), источником которых были вмещающие отложения, заливаемые прибрежно-морскими водами. В подземных льдах определены культивируемые психрофильные микроорганизмы, их максимальные количества выявлены в сегрегационных пластовых – до 1680 КОЕ/мл, в текстуробразующих льдах – до 1032 КОЕ/мл. Высокие концентрации парниковых газов в мерзлом торфе – CO_2 (1075 ppmV), H_2 (9 ppmV), CH_4 (262 ppmV) и других углеводородов обусловлены активной деятельностью микроорганизмов, что приводит к накоплению этих газов. Значительная газонасыщенность и высокие содержания CH_4 и CO_2 указывают на формирование газового состава под воздействием как аэробных, так и анаэробных микроорганизмов.

Ключевые слова:

Парниковые газы, подземные льды, биогенный метан, углекислый газ, газонасыщенные породы, метод термовакuumной дегазации, психрофильные микроорганизмы.

Введение

Высокие концентрации парниковых газов в атмосфере могут быть предвестником начала новой климатической эпохи. Вследствие этого поиск источников парниковых газов является фундаментальной проблемой геоэкологии. Одним из показателей изменения климата является газовый состав ледниковых льдов [1–3]. Газ в мерзлых отложениях и льдах может содержаться в растворенной, свободной, адсорбированной частицами грунта формах, а также в форме гидрата. Во льду растворяются только H_2 , He , Ne , остальные газы практически нерастворимы, так как размеры их молекул превышают размеры каналов во льду. При этом растворенные в воде CO_2 , CH_4 , и N_2 , а также пористость среды и минерализация раствора смещают температуру начала замерзания [4].

Арктическая тундра является поставщиком приблизительно 45 % от всех источников арктического CH_4 и 7 % его глобальных выбросов [5–7]. Высокие потоки CH_4 обнаружены в таликах под термокарстовыми озерами, а эпигенетическое промерзание отложений приводит к образованию газонепроницаемых систем с повышенным давлением [8].

Мерзлые толщи проницаемы для легких углеводородов и газов в зонах разломов [9]. На основе анализа более 250 образцов мерзлых пород, содержащих O_2 и CH_4 , Тазовского района ЯНАО с глубин до 30 м от поверхности сделан вывод о возможном миграционном глубинном происхождении CH_4 [10]. Пропан и бутан также считаются показателями глубинного поступления углеводородов [11]. Зоны повышенной концентрации CO_2 и избыточного содержания H_2 относят к косвенным признакам нефтегазоносности, поскольку это продукты вторичного преобразования углеводородов под влиянием микробиологических, окислительных процессов [12]. Однако льдистые тонкодисперсные отложения практически газонепроницаемы [13–15].

В настоящее время известны три версии происхождения CH_4 в верхней части мерзлых толщ:

1. Катагенетический источник, в котором содержание углеводородов обусловлено вертикальной миграцией из залежей углеводородов [11].
2. Биогенный из анаэробной зоны диагенеза на глубине 800–2200 м, где генерация CH_4 связана с биодеградацией углеводородов метаногенами в анаэробных условиях [12].
3. Биогенный из верхней части разреза, где генерация метана связана с деятельностью метаногенов во время таяния мерзлоты [14].

Метаногены – это археи, которые в результате переработки продуктов распада растительных остатков образуют метан. Большинство ученых считают, что среда, в которой развиваются метаногены, должна быть строго бескислородной [16]. Однако имеются эксперименты по изучению аэротолерантности метаногенных архей, некоторые из которых лояльны к концентрациям O_2 до 20 % [17].

Область развития анаэробных процессов – придонные участки застойных морских и континенталь-

ных водоемов, лишенные доступа свободного кислорода [18]. Археи более выживаемы и имеют самое широкое распространение в современных почвах и отложениях, в морских и озерных водах. Они являются основным источником биогенных газов [19]. Метаногены встречаются в болотах и торфяниках; они также присутствуют в многолетней мерзлоте и на дне ледников [20–25]. В хасырях и болотах тундры установлены наибольшие объемы метана в верхних 25 м многолетнемерзлых пород [8]. Из мерзлых пород выделены и описаны штаммы метанообразующих архей, относящихся к родам *Methanosarcina* и *Methanobacterium* [26, 27].

Нельзя судить об аэробных или анаэробных условиях без учета стратиграфического залегания, приуроченности и литологического состава отложений, условий, типа и стадий промерзания/оттаивания верхней части криолитозоны. При протаивании в толщу попадает вода с растворенным кислородом, т. е. возникают аэрируемые условия. В данной работе под термином «анаэробные условия» следует понимать «условия в системах, где скорость поступления кислорода ниже скорости его потребления на окисление органического вещества» вслед за Е.М. Ривкиной [26]. Наличие культивируемых психрофильных микроорганизмов может быть косвенным признаком метаногенеза. Выявлено, что археи развиваются в тесной ассоциации с аэробными бактериальными спутниками, их совместное культивирование приводило к значительному увеличению продукции метана [27].

Изотопный состав углерода считают важным показателем биогенного источника углеводородов [14, 23]. В газовых месторождениях изотопный состав углерода варьирует между эмпирическими значениями, характерными для углеводородов катагенетического и биогенного происхождения, их распределение по вертикали связано с фракционированием изотопов на легкие и тяжелые [28]. Фракционирование при промерзании грунтов также приводит к изменению соотношения изотопов кислорода и дейтерия в сегрегационных льдах [29]. С учетом изложенного представления о миграционном глубинном или биогенном происхождении метана и других углеводородов в верхних частях мерзлых толщ остаются дискуссионными.

В связи с активным индустриальным развитием арктических регионов Западной Сибири необходимо изучить природу опасных для инженерных сооружений процессов – возникновения газопроявлений из верхней части мерзлых пород, содержащих подземные льды.

Район и объекты исследования

В 2017–2021 гг. были изучены разрезы на ключевых участках севера Западной Сибири: о. Белый, Гыдане, Ямале, Пур-Тазовском междуречье (рис. 1), и в нижнем течении р. Вилюй (Якутия). Районы исследования расположены в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород. Исследования многолетнемерзлых толщ включали описание литологических и морфологических особенностей; определение физических и химических характеристик пород; от-

бор монолитов льда, изучение его структурно-текстурных особенностей, химический анализ ионно-го, микрокомпонентного и газового состава льда.



Рис. 1. Расположение ключевых участков исследований льдов и мерзлых пород на севере Западной Сибири

Fig. 1. Key areas of studying ground ice and permafrost sediments in the north of Western Siberia

На о. Белый, в пределах высокой лайды, затопляемой прибрежно-морскими водами, изучено линзовидное ядро сегрегационного льда торфяного бугра пучения [30].

На севере п-ва Гыдан (с. Гыда), в пределах II надпойменной террасы, изучен линзовидный лед инфильтрационно-сегрегационного генезиса [31] мощностью 0,3 м, пересекающий повторно-жильный лед (ПЖЛ). Лед залегает в мерзлой аллювиальной толще между слоями внизу – льдистого песка, сверху – суглинка с линзовидно-сетчатой криогенной текстурой.

На Центральном Ямале (геокриологический стационар Васькины Дачи) в пределах холмистовувалистых казанцевской и салехардской III, IV равнин в термоцирках изучены залежи пластовых льдов (ПЛ), ПЖЛ, термокарстово-полостные льды. ПЛ субгоризонтальные и складчатые залегают в засоленных суглинках, глинах. ПЖЛ залегают в перекрывающих супесях и песках, их нижние концы внедряются в пласт льда на глубину около 3 м [32].

На Западном Ямале (м. Марре-Сале), в пределах III морской равнины, изучены сегрегационные льды пластовых залежей субгоризонтальной и диапировой формы, которые залегают в таберальном комплексе марресальской свиты. Клиновидные гидрогенные (кристаллизовавшиеся из свободной воды) и сегрегационные льды (образованные из разжиженного грунта) внедряются в ПЛ и залегают в синкриогенных тонких песках и супесях. Мерзлая толща с размывом перекрыта слоистыми песками и супесями [33].

На севере Пур-Тазовского междуречья, в пределах III озерно-аллювиальной равнины, изучен синкрио-

генный торфяник с массивной, корковой, шлировой, слоистой криогенными текстурами, ПЖЛ и термокарстово-полостными льдами [34].

В Центральной Якутии изучены ПЖЛ ледового комплекса, залегающие в каргинско-сартанских делювиально-пролювиальных пылеватых супесях и суглинках, вскрытые на левом 30-метровом берегу в низовьях р. Виллюй (по устному сообщению В.Е. Тумского). В этом же районе изучена наледь мощностью 5 м, залегающая в подножье песчаного золотого массива [35].

Методы исследования и интерпретации результатов

Криолитологическими методами изучено строение мерзлых отложений и отобраны монолиты льда и мерзлых пород. Монолиты хранили до проведения анализов при температуре -18°C . Проанализированы составы атмосферных и парниковых газов в 21 монолите льда и 9 монолитах ледогрунта. Газ извлекали в Учебно-научной лаборатории ТИУ в дегазационном приборе вакуумным насосом после термостатирования пробы в течение 20–30 мин при температуре $70\text{--}75^{\circ}\text{C}$ [36]. При дегазации измерены объемы льда и извлеченного газа. Объемная доля газа во льдах и ледогрунтах рассчитана для температуры 0°C . Определены содержания N_2 , O_2 , CO_2 , H_2 , He , алканов и алкенов с числом углеродных атомов от 1 до 6 и их изомеров ($\text{C}_2\text{--C}_6$) методом газовой хроматографии.

Проведено сравнение и нормализация содержаний газа в пробах с содержанием газа в атмосфере, со значениями растворимости воздуха [37] и других газов в воде [38–43]. Рассчитаны объемные доли газа, находящегося в свободной и растворенной в воде форме. Так как в пробах количество воздуха превышало предел его растворимости в воде при 0°C и давлении 1 атм., а количества CO_2 , CH_4 , H_2 , $\text{C}_2\text{--C}_6$ были значительно ниже предела растворимости, то растворенный в воде газ рассчитывали как сумму предела растворимости воздуха в воде и содержаний CO_2 , CH_4 , H_2 , $\text{C}_2\text{--C}_6$.

Для выявления метаногенеза в отложениях учитывали фоновые концентрации углеводородов: в морских отложениях метан содержится в концентрациях до 100 ppmV, а легкие углеводороды $\text{C}_2\text{--C}_3$ – от 0,01 до 2,0 ppmV. Один из методов определения происхождения газа – по составу углеводородов. Если соотношение $\text{CH}_4/(\text{C}_2\text{H}_6+\text{C}_3\text{H}_8)$ более 1000, значит, газ биогенный, если менее 50, то термогенный; если соотношение $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_4$ более 1000, значит, газ термогенный [44].

В 29 пробах льда М.Ю. Сусловым проведен анализ микроорганизмов (МО) в ПЖЛ, ПЛ, текстурообразующих льдах Ямала и ледниковом льду полярного Урала. Анализ проведен в Лаборатории водной микробиологии ЛИИ СО РАН. Монолиты льда были очищены в стерильных условиях и расплавлены при температуре 4°C [45]. Методом посева на питательную среду R2A:10 определена численность психрофильных МО, растущих при низких температурах в течение двух месяцев, а также методом эпифлуоресцентной микроскопии определена общая численности МО.

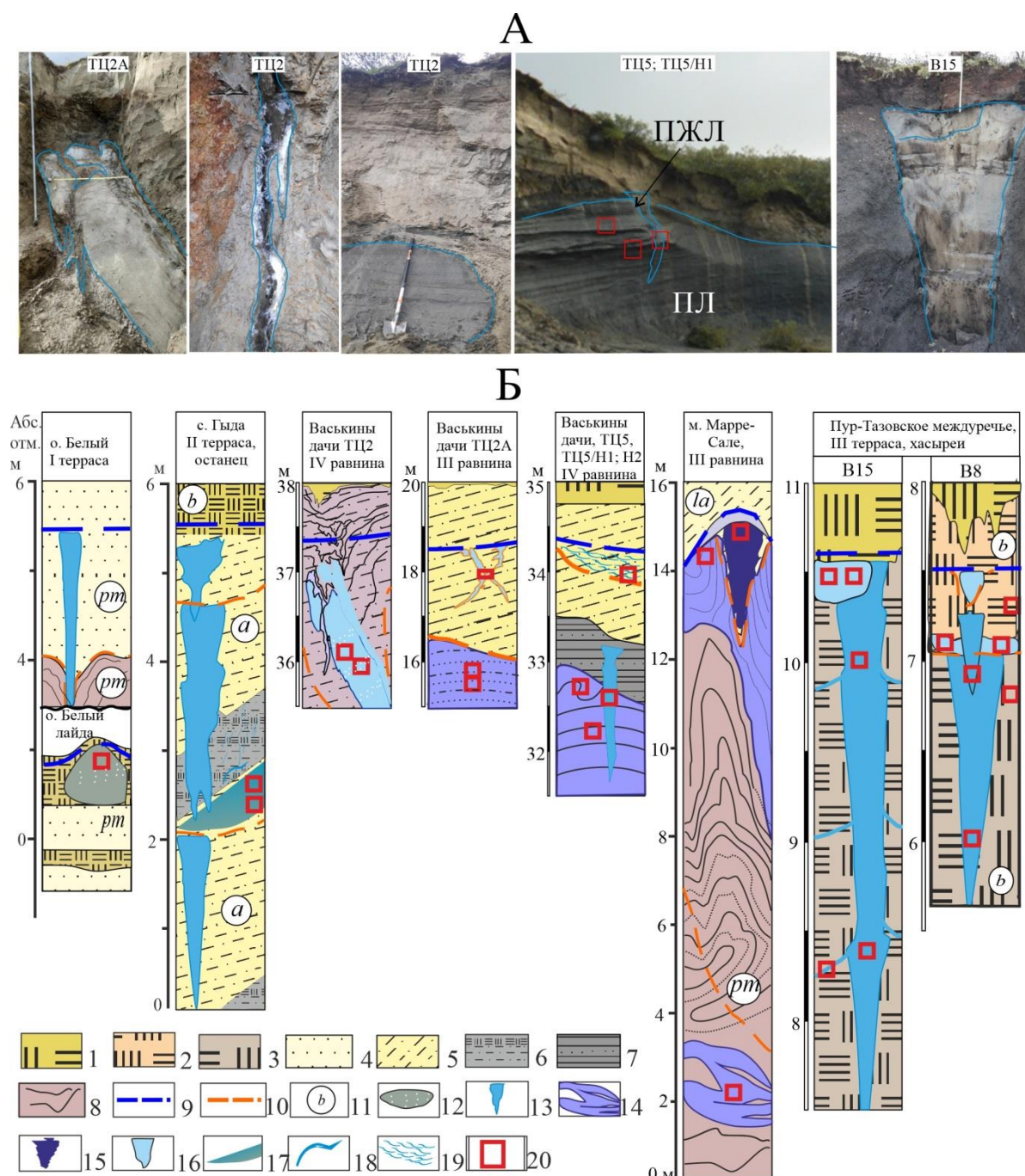


Рис. 2. Подземные льды в естественных обнажениях в расчистках 2011–2021 гг.: B15, TC-5H/1, TC-2A, TC-2, TC-5, TC5H/2 (А); строение отложений и разновидности подземных льдов в голоценовых и верхнеплейстоценовых отложениях на севере Западной Сибири (Б): 1 – мох свежий; 2 – торф криотурбированный с линзами и шиллами льда; 3 – торф автохтонный синкриогенный; 4 – пески засоленные; 5 – пески пылеватые; 6 – слоистые суглинки, супеси заторфованные; 7 – глины, суглинки; 8 – таберальные комплексы: суглинки, супеси и пески; 9 – граница сезонно-талого слоя; 10 – реликтовая граница сезонно-талого слоя; 11 – генезис отложений: а – аллювиальный, б – биогенный, la – озерно-аллювиальный, pm – прибрежно-морской, dl – делювиально-пролювиальные; 12 – лед бугра пучения; 13 – ПЖЛ; 14 – ПЛ; 15 – клиновидный лед; 16 – термокарстово-полостной лед; 17 – линзовидный лед; 18 – текстурнообразующий лед; 19 – ледогрунт с линзовидно-сетчатыми текстурами; 20 – места отбора проб

Fig. 2. Ground ice in natural sites in 2011–2021: V15, TC-5N/1, TC-2A, TC-2, TC-5, TC-5N/2 (A); structure of deposits and types of ground ice in Holocene and Upper Pleistocene sediments in the north of Western Siberia: 1 – moss; 2 – cryoturbated peat with ice lenses and belts; 3 – peat atochthonous syncryogenic; 4 – saline sands; 5 – fine sands; 6 – layered loam, sandy loam with plant remains; 7 – clay, loam; 8 – taberal complex: loam, sandy loam and sands; 9 – recent base of active layer; 10 – relict base of active layer; 11 – genesis of deposits: a – alluvial, b – biogenic, la – lacustrine-alluvial, pm – coastal-marine; dl – deluvial-proluvial; 12 – pingo ice; 13 – ice wedge; 14 – massive ice; 15 – wedge-shaped ice; 16 – closed-cavity ice; 17 – lens-shaped ice; 18 – texture ice; 19 – ground ice with lenticular-mesh textures; 20 – location of sampling points for studies of gas composition

Проведен парный линейный корреляционный анализ содержания газов во льдах с оценкой средне-квадратичного отклонения (R^2). Корреляционная связь содержаний N_2 , O_2 и CO_2 в объеме льда с газонасыщенностью льда интерпретирована как показатель атмосферного генезиса этих газов. Связь содержаний CH_4 с газонасыщенностью интерпретирована как показатель значительного накопления CH_4 в изученных типах льда. Отрицательная корреляция содержаний O_2 с CO_2 в различных типах льда интерпретирована как показатель преобразования атмосферного воздуха при аэробном дыхании. Обработка данных проведена в программе «Geoschem Anomaly».

Результаты и их обсуждение

Исследования показали, что объемная доля извлеченного газа сильно варьирует (табл. 1) в изученных льдах и ледогрунтах, что связано с условиями формирования льдов. Эти газы содержались в воде, служившей источником формирования льда, как в растворенной, так и в свободной форме и сохранились во

льду в виде газовых пузырьков [46]. Во всех изученных пробах содержание N_2 больше, чем в атмосферном воздухе и ледниковом льду [47, 48], а содержание O_2 ниже вследствие его потребления аэробными бактериями [49]. Содержание CO_2 , CH_4 , H_2 и C_2-C_6 значительно выше, чем в воздухе (табл. 2). Состав газа во льдах отличается от состава внутримерзлотного газа, отобранного из криогенной толщи Бованенковского месторождения, состоящего в основном только из CH_4 [50].

Содержание CH_4 варьирует в широком диапазоне (рис. 3), что свидетельствует о его поступлении или его продуцировании до промерзания и льдовыделения.

Максимальные содержания CO_2 обнаружены в торфе, где происходит активное разложение органического вещества, в текстурообразующих льдах отложений с разным содержанием органических остатков и во льду торфяного бугра пучения. Такой состав, по-видимому, связан с внутригрунтовым промерзанием в замкнутых условиях.

Таблица 1. Состав газа во льдах и ледогрунтах в об. %
Table 1. Gas composition in ice and ice-rich soil in vol. %

Содержание Content	Доля газа при 0 °C Gas share at 0 °C	N_2	O_2	CO_2	CH_4	H_2	C_2-C_6
min	1,1	74,9	11,7	0,01	0,003	0,001	$2,0 \times 10^{-5}$
max	21,1	87,8	20,3	3,28	7,352	0,035	$2,8 \times 10^{-3}$
mean	6,9	80,3	17,6	0,59	0,586	0,008	$4,2 \times 10^{-4}$

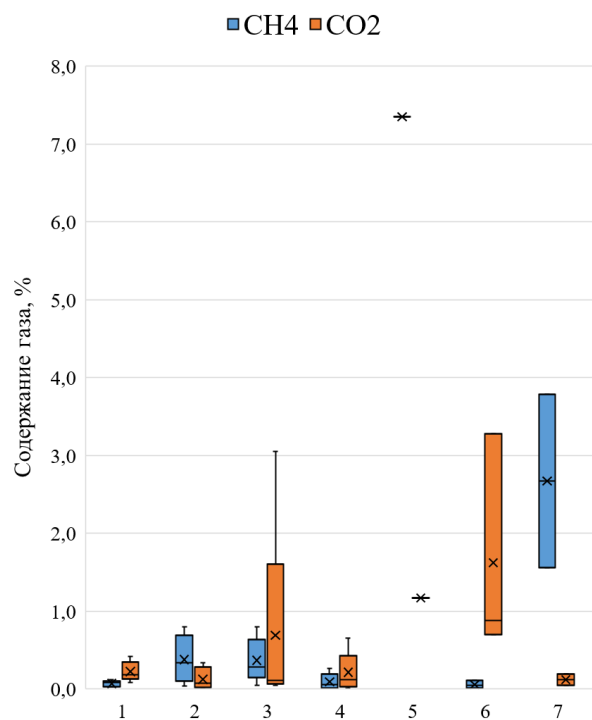


Рис. 3. Вариации содержания CH_4 и CO_2 в разных типах льда и ледогрунта: 1 – ПЖЛ; 2 – ПЛ; 3 – льдистый торф; 4 – термокарстово-полостные льды; 5 – лед бугра пучения; 6 – текстурообразующие льды; 7 – клиновидные льды

Fig. 3. Content of CH_4 and CO_2 in different types of ice and ice-rich soils: 1 – ice wedge; 2 – massive ice; 3 – ice peat; 4 – closed-cavity ice; 5 – pingo ice; 6 – texture ice; 7 – hydrogenic wedge-shaped ice

Содержание H_2 и углеводородов C_2-C_6 максимально в торфе, что обусловлено разложением органических веществ, так как H_2 является побочным продуктом разложения органического вещества [51].

Количество N_2 в 2–7 раз выше пределов растворимости в воде (рис. 4). Количество O_2 , CO_2 , CH_4 , H_2 , C_2-C_6 значительно ниже предела растворимости. В 11 пробах из гидрогенных и сегрегационных льдов выявлены концентрации CH_4 выше фоновых значений (>100 ppmV, табл. 2).

Соотношение $CH_4/(C_2H_6 + C_3H_8)$ в текстурообразующих льдах осадочных пород и наледном льду менее 1000, но так как в этих льдах содержания углеводородов близки к пределу обнаружения метода, то высока вероятность аналитической ошибки. В других типах льда средние значения соотношений $CH_4/(C_2H_6 + C_3H_8)$ превышают 1000, а соотношение C_2H_6/C_2H_4 варьирует от 0 до 7, что является показателем биогенного происхождения газа [44].

Рассчитаны значения превышения предела растворимости в воде при 0 °C для каждого газа (рис. 4). Наибольшие вариации этих значений выявлены для CO_2 и CH_4 , что связано с продуцированием этих газов в немерзлых породах. Во всех типах льда количество газа превышает предел растворимости воздуха в воде (табл. 3). Рассчитано содержание и соотношение газа в воде до ее промерзания: в растворенной форме – 25–70 %, в свободной форме – 30–75 %.

В ПЖЛ, ПЛ, термокарстово-полостных, текстурообразующих льдах обнаружены культивируемые психрофильные МО (табл. 3), в ледниковом льду культивируемых МО не обнаружено.

Таблица 2. Состав газов, извлеченных из льдов и ледогрунтов

Table 2. Composition of gases entrapped from ice and ice-rich soil

Тип и количество проб Type and number of samples	Содержание Content	Доля газа Gas share, %	Состав газа, об. % Gas composition, vol. %						Количество газа в объеме пробы льда, ppmV Amount of gas in the sample volume, ppmV					CH ₄ / (C ₂ H ₆ +C ₃ H ₈)	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₄
			N ₂	O ₂	CO ₂	CH ₄	H ₂	C ₂ -C ₆	CO ₂	CH ₄	H ₂	C ₂ -C ₄	C ₅ -C ₆		
Атмосферный воздух Atmospheric air [53]	–	–	78,1	20,9	0,03	2×10 ⁻⁴	5×10 ⁻⁵	–	320	1,8	0,5	–	–	–	–
Ледниковый лед Glacial ice [48]	–	–	78,1	20,7	0,04	0,002	< 0,01	–	400	20	–	–	–	–	–
ПЖЛ (6) Ice wedge	min max mean	4,9 19,9 7,7	79,7 87,8 81,9	11,9 19,0 16,7	0,08 0,42 0,25	0,027 0,125 0,065	0,001 0,007 0,005	2,0×10 ⁻⁵ 8,4×10 ⁻⁴ 2,2×10 ⁻⁴	39,8 750,2 246	15,5 79,7 50,6	1,5 5,2 3,1	0,04 0,35 0,11	<0,01 0,06 0,02	65 8 869 4 991	0,0 3,9 0,7
Термокарстово- полостной лед (8) Closed-cavity ice	min max mean	1,1 10,5 5,0	78,7 82,1 80,6	17,2 19,8 18,4	0,01 0,65 0,17	0,008 0,411 0,122	0,003 0,012 0,007	4,8×10 ⁻⁵ 3,1×10 ⁻⁴ 1,1×10 ⁻⁴	3,4 355 101	1,3 260 81,4	0,6 8,6 3,6	0,01 0,07 0,04	<0,01 0,01 <0,01	715 12 893 3 573	0,0 0,2 0,0
Наледь (1) Icing	–	4,2	80,6	19,3	0,08	0,003	0,013	1,7×10 ⁻³	33,6	1,2	5,4	0,70	0,01	4	1,5
ПЛ (4) Massive ice	min max mean	3,5 8,3 6,7	78,3 80,9 79,9	17,8 20,3 18,9	0,02 0,41 0,22	0,044 0,799 0,378	0,002 0,013 0,008	6,8×10 ⁻⁵ 1,1×10 ⁻⁴ 8,8×10 ⁻⁵	20,8 278 153	29,7 308 216	2,0 7,5 4,6	<0,01 0,07 0,04	<0,01	621 30 335 13 097	0,0 2,0 0,7
Лед бугра пучения (1) Pingo ice	–	21,1	74,9	15,7	1,17	7,352	0,001	5,8×10 ⁻⁴	2 466	15 545	1,9	0,58	0,65	92 404	–
Клиновидный лед (2) Hydrogenic wedge- shaped ice	min max mean	6,5 10,7 8,6	78,4 85,7 82,0	11,7 15,8 13,8	0,04 0,19 0,12	1,555 3,785 2,670	0,002 0,004 0,003	1,8×10 ⁻⁴ 1,9×10 ⁻⁴ 1,8×10 ⁻⁴	47,3 126 86,6	1 018 4 032 2 525	2,2 2,9 2,5	< 0,01 0,19 0,10	<0,01 0,01 <0,01	48 962 83 827 66 394	0,0 0,0 0,0
Льдистый торф (5) Ice peat	min max mean	2,0 10,4 5,3	78,4 80,0 79,3	16,9 19,4 17,6	0,16 3,05 1,55	0,051 0,803 0,368	0,006 0,035 0,020	4,2×10 ⁻⁴ 2,8×10 ⁻³ 1,2×10 ⁻³	31,0 3 172 1 075	10,2 836 262	3,7 13,0 8,5	0,24 0,94 0,45	<0,01 0,08 0,03	57 13 127 3 234	0,0 3,0 0,6
Текстуробразующий лед (3) Texture ice	min max mean	4,9 9,2 7,0	78,1 79,9 79,1	17,6 18,3 17,9	0,70 3,28 1,62	0,006 0,109 0,054	0,001 0,010 0,004	2,7×10 ⁻⁴ 7,2×10 ⁻⁴ 5,3×10 ⁻⁴	433 3 007 1 312	4,4 58,6 34,0	1,0 4,7 2,4	0,25 0,36 0,31	<0,01 0,07 0,04	25 239 157	0,9 6,7 3,8

Таблица 3. Значения превышений растворимости воздуха, формы нахождения газа в воде до промерзания и содержание МО в разных типах льда

Table 3. Values of air solubility excess, forms of gas presence in water before freezing and the content of microorganisms in different types of ice

Тип льда Ice type	Значение превыше- ний растворимости воздуха в воде Value of air solubility excess in water	Доля газа Gas share, %		Содержание Content	Культивируемые пси- хрофильные МО, КОЕ/мл Cultivated psychrophilic microorganism CFU/ml	Общая числен- ность МО, кл/мл×10 ⁶ Total microorganism number, cells/ml×10 ⁶
		в растворенной форме in dissolved form	в свободной форме in free form			
Ледник Романтиков Romantic Glacier	–	–	–	–	0	10
ПЖЛ Ice wedge	2,9	35	65	min max mean	6 631 175	11 25 16
Термокарстово- полостной лед Closed-cavity ice	1,7	59	41	min max mean	39 129 95	13 18 16
Наледь Icing	1,4	70	30	–	–	–
ПЛ Massive ice	2,3	44	56	min max mean	3 1680 200	7 138 33
Лед бугра пучения Pingo ice	6,6	25	75	–	–	–
Клиновидный лед Hydrogenic wedge- shaped ice	2,8	39	61	–	–	–
Льдистый торф Ice peat	1,8	59	41	–	–	–
Текстуробразую- щие льды Texture ice	2,3	45	55	min max mean	414 1032 723	13 19 16

Максимальные количества психрофильных МО выявлены в ПЛ (до 1680 КОЕ/мл), имеющем в химическом составе повышенные содержания, относи-

тельно других льдов, ионов NH₄⁺ (2,2 мг/л) и PO₄⁻³ (0,2 мг/л), благоприятно влияющих на рост МО [52]. Высокие количества психрофильных МО установле-

ны в текстуробразующих (до 1032 КОЕ/мл) льдах осадочных пород. Эти льды, которые формировались при промерзании грунтовой влаги или разжиженного дисперсного грунта, содержащего продукты жизнедеятельности бактерий, образованных при разложении органических веществ, относятся к сегрегационному типу. Промерзание сопровождалось разделением на ледяные включения, мерзлую породу и вытеснением газа в пузырьки.

Общая численность МО слабо варьирует в ПЖЛ, термокарстово-полостных и текстуробразующих льдах. Значительные различия установлены только в ПЛ (рис. 2, м. Марре-Сале). Максимальные значения общей численности МО в ПЛ обусловлены формированием льда в засоленных прибрежно-морских отложениях, содержащих органические вещества и соли, необходимые для роста МО [52].

Большие количества психрофильных МО в ПЖЛ являются результатом поступления вод деятельного слоя с растворенными органическими веществами. Клиновидный гидрогенный лед (рис. 2, м. Марре-Сале) содержит органо-минеральные примеси в больших количествах, что позволяет предполагать присутствие МО.

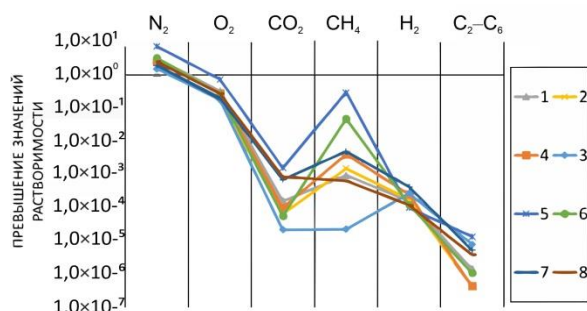


Рис. 4. Превышение предела растворимости газов в воде в разных типах льда: 1 – ПЖЛ; 2 – термокарстово-полостные; 3 – наледный; 4 – ПЛ; 5 – лед бугра пучения; 6 – клиновидные льды; 7 – льдистый торф; 8 – текстуробразующие льды

Fig. 4. Exceeding the limit of solubility of gases in water in different types of ice: 1 – ice wedge; 2 – thermokarst-cavity; 3 – icing; 4 – massive ice; 5 – pingo ice; 6 – hydrogenic wedge-shaped ice; 7 – ice peat; 8 – texture ice

Повторно-жильный лед

Лед, залегающий в органическом горизонте отложений и имеющий тонкие прожилки торфа (рис. 2, В8, В15), отличается невысокой газонасыщенностью (4,9–6,8 %) и повышенным содержанием CH_4 (0,03–0,12 %), CO_2 (0,08–0,42 %) и H_2 (0,003–0,007 %). ПЖЛ, залегающий в супесях и суглинках, имеет высокую газонасыщенность (7,0–19,9 %), а содержания CH_4 (0,04–0,09 %) и CO_2 (0,09–0,38 %) ниже, чем во льду с торфом.

Льды характеризуются высокой газонасыщенностью за счет морозобойного растрескивания и формирования льда за счет зимних атмосферных осадков и сублимационных водяных паров на стенках трещин [54]. Содержания O_2 имеют отрицательную корреля-

цию с N_2 , CH_4 и H_2 ($R^2=0,6–0,8$), корреляция O_2 и CO_2 отсутствует. Наблюдается зависимость содержаний N_2 , O_2 , CO_2 от газонасыщенности льда ($R^2=0,9–1,0$), следовательно, можно судить об атмосферном генезисе этих газов. Содержания CH_4 и H_2 не зависят от газонасыщенности.

Содержания углеводородов $\text{C}_2–\text{C}_6$ коррелируют между собой ($R^2=0,6–0,9$). Максимальные содержания углеводородов и углеводороды $\text{C}_5–\text{C}_6$ выявлены во льдах, залегающих в торфе. Большое количество психрофильных МО и повышенное относительно атмосферного воздуха содержание CO_2 , CH_4 и других углеводородов обусловлено поступлением органических соединений из деятельного слоя и диффузией из отложений на контакте со льдом [55].

Термокарстово-полостной лед

Лед (рис. 2, В8, В15) с включениями торфа имеет повышенную долю газа 4,2–10,2 %, высокие содержания CH_4 (0,17–0,26 %), CO_2 (0,35–0,65 %) и H_2 (0,005 %). Лед без включений торфа отличается низкой долей газа 1,1–4,8 % с незначительно повышенным содержанием CH_4 (0,01–0,04 %).

Термокарстово-полостной лед (рис. 2, ТЦ-2, ТЦ-2А), залегающий в песках и супесях с включениями неразложившейся органики, обладает долей газа 1,6–7,3 % и повышенными содержаниями CH_4 (0,01–0,41 %) и H_2 (0,003–0,012 %).

Содержания O_2 имеют обратную корреляцию с количеством N_2 и CO_2 ($R^2=0,5–0,75$), следовательно, происходило аэробное дыхание МО до промерзания льда. Наблюдается зависимость содержаний N_2 , O_2 , CH_4 , от газонасыщенности льда ($R^2=0,5–1,0$). Содержания H_2 и CO_2 слабо зависят от газонасыщенности ($R^2=0,4$).

В ПЖЛ и термокарстово-полостных льдах, залегающих в торфе, установлена зависимость газового состава от количества органических включений в составе льда. В пробах льда с включениями торфа повышены содержания CH_4 , CO_2 и H_2 . Незначительные концентрации CH_4 могут поступать в эти льды из перекрывающих отложений деятельного слоя.

Наледь

Лед наледи горизонтально слоистый за счет пузырьков газа. Состав газа во льду близок к составу атмосферного воздуха с повышенным содержанием H_2 (0,013 %), который может поступать из нижележащих пород и растворяться во льду. Формирование льда происходило за счет поступления вод источника, расположенного внизу эолового песчаного массива.

Пластовые льды

Лед, залегающий в песчаных породах (рис. 2, м. Марре-Сале), характеризуется составом газа близким к атмосферному, с небольшим повышением CH_4 (0,04 %). Лед формировался за счет опресненных вод при промерзании талика в отложениях с низким содержанием органического вещества.

Во льдах сильно варьирует состав газа, возможно, из-за включений разного литологического состава. Лед

с песчаными прослоями (рис. 2, ТЦ2А) имеет повышенную газонасыщенность (8,2 %) и содержания CH_4 (0,30 %) и CO_2 (0,34 %). Лед с супесчаными прослоями отличается низкой долей газа (3,5 %), но высокими содержаниями CH_4 (0,80 %), CO_2 (0,11 %) и H_2 (0,013 %). Лед с прослоями суглинка и глины (рис. 2, ТЦ5) обладает повышенной долей газа (8,3 %) и содержаниями CH_4 (0,37 %) и H_2 (0,009 %). Высокие содержания CH_4 обусловлены формированием льда в засоленных отложениях, содержащих органическое вещество [50].

Содержания O_2 имеют обратную корреляцию с количеством N_2 и H_2 ($R^2=0,8-0,9$). Корреляции O_2 с CO_2 и CH_4 отсутствуют. Наблюдается зависимость содержаний N_2 , O_2 от газонасыщенности льда ($R^2=1,0$), следовательно, можно судить об атмосферном генезисе этих газов. Содержания CO_2 , CH_4 и H_2 не зависят от газонасыщенности. ПЛ отличаются повышенным содержанием CH_4 . Большие вариации количества МО обусловлены сегрегационным генезисом льда и, как следствие, неоднородным химическим составом льда по вертикали [33].

Лед бугра пучения

Лед (рис. 2, о. Белый) отличается высокой газонасыщенностью (21,1 %) и составом с низким содержанием O_2 (15,7 %), а также высоким содержанием CH_4 (7,4 %) и CO_2 (1,2 %). CH_4 и CO_2 поступают из нижележащего слоя пород при их оттаивании при заливании прибрежно-морскими водами.

Клиновидные льды

Слоистые гидрогенные клиновидные льды с включениями грунта (рис. 2, м. Марре-Сале) характеризуются высокой долей газа (6,5–10,7 %), низким содержанием O_2 (11,7–15,8 %) и высоким содержанием CH_4 (1,6–3,8 %). Вероятно, при оттаивании и обводнении мерзлой льдистой толщи образовался небольшой водоем, в котором происходило биогенное образование CH_4 . При всестороннем промерзании газ сохранился в форме газовых пузырьков во льду.

Торф с текстуробразующими льдами

Мерзлый автохтонный торф имеет разное количество льда в составе пробы. В торфе со шпирями льда (рис. 2, В15) высокая доля газа – 10,4 % и содержания CH_4 (0,80 %), CO_2 (3,1 %) и H_2 (0,006 %). Торф с массивной криотекстурой (рис. 2, В8) имеет низкую долю газа (2,0–6,1 %) и немного повышенные содержания CH_4 (0,05–0,28 %) и CO_2 (0,11–0,88 %); в составе также обнаружены углеводороды C_5 – C_6 . Вероятно, наличие льда уменьшает газопроницаемость торфа и способствует накоплению газа.

Содержание O_2 имеет отрицательную корреляцию с газонасыщенностью ($R^2=0,5$), CO_2 ($R^2=0,6$) и CH_4 ($R^2=0,4$), следовательно, в торфе преобладает преимущественно аэробное дыхание. Количество CO_2 и CH_4 имеет корреляцию с газонасыщенностью ($R^2=0,8-0,9$), что связано с продуцированием этих газов в торфе. Высокие концентрации CH_4 и CO_2 , H_2 и углеводородов обусловлены активной деятельностью МО в ходе циклического промерзания и протаивания.

Текстуробразующие льды

Инфильтрационно-сегрегационный лед (рис. 2, с. Гыда) отличается повышенной газонасыщенностью (4,9–7,0 %) и высоким содержанием CO_2 (0,70–0,88 %). Лед был сформирован из таликовых вод при двухстороннем промерзании.

Ледогрунт с линзовидной криотекстурой (рис. 2, ТЦ-5Н/2) имеет большую долю газа (9,2 %) и высокие содержания CO_2 (3,3 %). Лед сформирован за счет таяния мерзлой толщи с ПЛ, переотложения и промерзания на дне термоцирка.

В текстуробразующих льдах содержания O_2 имеют обратную корреляцию с количеством CH_4 ($R^2=0,8$). Наблюдается достоверная линейная зависимость содержаний N_2 , O_2 , CO_2 в объеме льда от газонасыщенности. В текстуробразующих льдах минеральных горизонтов накапливается CO_2 , так как они промерзали в замкнутом пространстве. В текстуробразующих льдах количество CH_4 незначительно, но обнаружены высокие содержания CO_2 и большое количество психрофильных МО. Следовательно, происходило преимущественно аэробное дыхание.

Заключение

Установлен газовый состав во льдах и ледогрунтах Западной Сибири и Центральной Якутии, а также содержание МО во льдах Ямала и Полярного Урала. Выявлены большие вариации газонасыщенности, содержаний CH_4 и CO_2 . Во всех типах льда содержание N_2 , O_2 сравнимо с атмосферным воздухом. В результате анализа соотношений $\text{CH}_4/(\text{C}_2\text{H}_6+\text{C}_3\text{H}_8)$ и $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_4$ не выявлено поступления глубинных газов вследствие вертикальной миграции из залежей углеводородов. Различия в газонасыщенности льда и в распределении химического состава газа можно объяснить разными условиями формирования и генетическими типами льда. В частности, на накопление газа влияет тип промерзания толщи – при эпигенетическом всестороннем промерзании образованные во время протаивания парниковые газы остаются в мерзлой толще.

При формировании повторно-жильных льдов в морозобойных трещинах накапливается атмосферный воздух. В повторно-жильных, термокарстово-полостных льдах и наледи содержание CH_4 незначительно. Установлена зависимость газового состава от количества включений торфа – в пробах с органическими включениями повышены содержания CH_4 , CO_2 и H_2 . Большое количество психрофильных МО и повышенное относительно атмосферного воздуха содержание CO_2 , CH_4 обусловлено поступлением органических соединений из деятельного слоя и диффузией из отложений на контакте со льдом.

Пластовые льды отличаются повышенным содержанием CH_4 и максимальными количествами психрофильных и общей численности МО. Вариации количества МО обусловлены сегрегационным генезисом льда и неоднородным химическим составом льда.

Лед бугра пучения на лаиде имеет высокие содержания CH_4 и CO_2 , которые поступают из промерзающих

вмещающих осадков в верхней части разреза, заливаемых прибрежно-морскими водами. В клиновидных льдах обнаружены высокие содержания CH_4 , который был образован в небольшом водоеме, а при промерзании газ сохранился в форме газовых пузырьков во льду.

В торфе происходит продуцирование CO_2 , H_2 , CH_4 и других углеводородов при разложении биомассы за счет активной деятельности МО в ходе циклического

промерзания и протаивания. В текстуробразующих льдах накапливался CO_2 при аэробном дыхании психрофильных МО во время оттаивания и сохраняется при дальнейшем всестороннем промерзании.

Работа выполнена по госзаданию Института криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН СО РАН № 121041600042-7.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bender M., Sowers T., Brook E. Gases in ice cores // Proc. of the National Academy of Sciences. – 1997. – V. 94 (16). – P. 8343–8349.
2. Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok Ice Core, Antarctica / J.R. Petit, J. Jouzel, D. Raynaud, N.I. Barkov, J.-M. Barnola, I. Basile, M. Bender, J. Chappellaz, M. Davisk, G. Delaygue, M. Delmotte, V.M. Kotlyakov, M. Legrand, V.Y. Lipenkov, C. Lorius, L. Pepin, C. Ritz, E. Saltzman, M. Stievenard // Nature. – 1999. – V. 399. – P. 429–436.
3. The long-term ice core record of CO_2 and other greenhouse gases / D. Raynaud, J.Ch. Beeman, J. Chappellaz, F. Parrenin, J. Shin // Past Antarctica: Paleoclimatology and Climate Change. – 2020. URL: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03082021> (дата обращения 25.01.2023).
4. Влияние компонентного состава и давления газа на льдо- и гидратообразование в газонасыщенных поровых растворах / В.А. Истомин, Е.М. Чувилин, Д.В. Сергеева, Б.А. Буханов, Ю.В. Станиславская, К. Бадец // НефтеГазХимия. – 2018. – № 2. – С. 33–42. DOI: 10.24411/2310-8266-2018-10206.
5. An assessment of the carbon balance of Arctic tundra: comparisons among observations, process models, and atmospheric inversions / A.D. McGuire, T.R. Christensen, D. Hayes, A. Herault, E. Euskirchen, J.S. Kimball, C. Koven, P. Lafleur, P.A. Miller, W. Oechel, P. Peylin, M. Williams, Y. Yi // Biogeosciences. 2012. – V. 9. – P. 3185–3204. DOI: 10.5194/bg-9-3185-2012.
6. Three decades of global methane sources and sinks / S. Kirschke, P. Bousquet, P. Ciais, M. Saunois, J.G. Canadell, E.J. Dlugokencky, P. Cameron-Smith // Nature geoscience. – 2013. – V. 6 (10). – P. 813–823.
7. Topp E., Pettey E. Soils as sources and sinks for atmospheric methane // Canadian Journal of Soil Science. – 1997. – V. 77 (2). – P. 167–177. DOI: 10.4141/S96-107.
8. Cryogenic displacement and accumulation of biogenic methane in frozen soils / G. Kraev, E.-D. Schulze, A. Yurova, A. Kholodov, E. Chuvilin, E. Rivkina // Atmosphere. – 2017. – V. 8. DOI: 10.3390/atmos8060105.
9. О фильтрации газов в многолетнемёрзлых породах в свете проблемы дегазации литосферы Земли и формирования естественных взрывных процессов в криолитозоне / А.Н. Хименков, А.В. Кошульников, Ф.С. Карпенко, В.Н. Кутергин, В.Е. Гагарин, П.А. Соболев // Арктика и Антарктика. – 2019. – № 3. DOI: 10.7256/2453-8922.2019.3.29627.
10. Заватский М.Д., Нежданов А.А., Курчатова А.Н. Особенности состава газа, сорбированного в породах верхней части разреза осадочного чехла // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – Т. 6. – С. 23–35. DOI: 10.31660/0445-01108-2021-6-23-35.
11. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А. Проблемы нефтепоисковой геохимии и обобщающая схема миграции углеводородных флюидов // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318. – № 1. – С. 116–122.
12. Мильков А.В. Роль метанообразующей деградации углеводородов в формировании гигантских сеноманских залежей сухого газа на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 55–62.
13. Чувилин Е.М., Гребенкин С.И. Экспериментальная оценка газопроницаемости газонасыщенных пород при гидратообразовании и замораживании // Криосфера Земли. – 2015. – Т. 19. – № 2. – С. 67–74.
14. Biogeochemistry of methane and methanogenic archaea in permafrost / E. Rivkina, V. Shcherbakova, K. Laurinavichius, L. Petrovskaya, K. Krivushin, G. Kraev, S. Pecheritsina, D. Gilichinsky // FEMS Microbiology Ecology. – 2007. – V. 61. – P. 1–15. DOI: 10.1111/j.1574-6941.2007.00315.x.
15. Andersland O.B., Wiggert D.C., Davies S.H. Hydraulic conductivity of frozen granular soils // Journal of Environmental Engineering. – 1996. – V. 122. – P. 212–216.
16. Ferry J.G. Biochemistry of methanogenesis // Crit Rev Biochem Mol Biol. – 1992. – V. 27 (6). – P. 473–503. DOI: 10.3109/10409239209082570.
17. Брюханов А.Л., Нетрусов А.И. Аэротолерантность строго анаэробных микроорганизмов: факторы защиты от окислительного стресса (обзор) // Прикладная биохимия и микробиология. – 2007. – Т. 43. – № 6. – С. 635–652.
18. Геологический словарь / под ред. К.Н. Паффенгольца и др. – М.: Недра, 1978. – 447 с.
19. Бонч-Осмоловская Е.А. Археи // Большая российская энциклопедия. – М.: Большая Рос, 2005. – Т. 2. – С. 311–312.
20. Lengeler J., Drews G., Schlegel H. Biology of the prokaryotes. – Germany: Wiley-Blackwell Publ., 1998. – 955 p. DOI: 10.1002/9781444313314.
21. Paré M.C., Bedard-Haughn A. Landscape-scale N mineralization and greenhouse gas emissions in Canadian Cryosols // Geoderma. – 2012. – V. 189–190. – P. 469–479. DOI: 10.1016/j.geoderma.2012.06.002.
22. Remote sensing northern lake methane ebullition / M. Engram, K.M. Walter, T. Sachs, K. Kohnert, A. Serafimovich, G. Grosse, F.J. Meyer // Nature Climate Change – 2020. – V. 10. – P. 511–517. DOI: 10.1038/s41558-020-0762-8.
23. Anaerobic oxidation of methane and associated microbiome in anoxic water of Northwestern Siberian lakes / L. Cabrol, F. Thalasso, L. Gandois, A. Sepulveda-Jauregui, K. Martinez-Cruz, R. Teisserenc, N. Tananaev, A. Tveit, M.M. Svenning, M. Barret // Science of The Total Environment. – 2020. – V. 736. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.139588.
24. Methane and dissolved organic matter in the ground ice samples from Central Yamal: implications to biogeochemical cycling and greenhouse gas emission / P.B. Semenov, A.A. Pismeniuk, S.A. Malyshev, M.O. Leibman, I.D. Streletskaia, E.V. Shatrova, A.I. Kizyakov, B.G. Vanshtein // Geosciences. – 2020. – V. 10. DOI: 10.3390/geosciences10110450.
25. Метан в мерзлых и оттаивающих отложениях западной Арктики / Н.А. Задорожная, Г.Е. Облогов, А.А. Васильев, И.Д. Стрелецкая, Г.В. Малкова, П.Б. Семенов, Б.Г. Ванштейн // Криосфера Земли. – 2022. – Т. 26. – № 5. – С. 41–55.
26. Метан в вечномёрзлых отложениях Северо-Восточного сектора Арктики / Е.М. Ривкина, Г.Н. Краев, К.В. Кривушин, К.С. Лауринавичюс, Д.Г. Федоров-Давыдов, А.Л. Холодов, В.А. Щербакова, Д.А. Гиличинский // Криосфера Земли. – 2006. – Т. X. – № 3. – С. 23–41.
27. Ошуркова В.И. Метанообразующие археи из многолетнемёрзлых отложений Арктики: автореф. дис. ... канд. биол. наук. – Пушкино, 2017. – 22 с.
28. Лурье М.А. Особенности изотопного состава углерода и серы нефтегазовых и других природных систем // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – Т. 5. – С. 108–115. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-5-108-115.
29. Экспериментальное исследование изотопного фракционирования воды в процессе сегрегационного льдообразования / В.Н. Конищев, В.Н. Голубев, В.В. Рогов, С.А. Сократов, И.В. Токарев // Криосфера Земли. – 2014. – Т. 18. – № 3. – С. 3–10.
30. Криологическое строение первой террасы острова Белый в Карском море: геокриологическая история и изменения природных условий (часть 3) / Е.А. Слагода, А.Н. Курчатова, О.Л. Опокина, И.В. Томберг, Т.В. Ходжер, А.Д. Фирсова,

- Е.В. Родионова, К.А. Попов, Е.Л. Никулина // Криосфера Земли. – 2014. – Т. XVIII. – № 3. – С. 33–45.
31. Бутаков В.И., Слагода Е.А. Связь химического состава с условиями формирования линзовидного пластового льда в аллювиальных отложениях на севере п-ва Гыдан // Строение литосферы и геодинамика: XXIX Всероссийская молодежная конференция. – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2021. – С. 55–57.
32. Лейбман М.О., Хомутов А.В. Стационар «Васькины Дачи» на Центральном Ямале: 30 лет исследований // Криосфера Земли. – 2019. – Т. XXIII. – № 1. – С. 91–95. DOI: 10.21782/KZ1560-7496-2019-1(91-95).
33. Особенности формирования гидрохимического и микроэлементного состава разных типов подземных льдов мыса Марре-Сале / В.И. Бутаков, Е.А. Слагода, О.Л. Опокина, И.В. Томберг, Н.А. Жученко // Криосфера Земли. – 2020. – Т. XXIV. – № 5. – С. 29–44.
34. Гетерогенное строение полигонально-жильных льдов в торфяниках Пур-Газовского междуречья / Я.В. Тихонравова, Е.А. Слагода, В.В. Рогов, В.И. Бутаков, А.В. Лупачёв, А.О. Кузнецова, Г.В. Симонова // Лёд и Снег. – 2020. – Т. 60. – № 2. – С. 225–238. DOI: 10.31857/S2076673420020036.
35. Галанин А.А., Павлова М.Р., Папина Т.С., Эйрих А.Н., Павлова Н.А. Стабильные изотопы O^{18} и D в ключевых компонентах водного стока и криолитозоны Центральной Якутии (Восточная Сибирь) // Лёд и снег. – 2019. – Т. 59. – № 3. – С. 333–354. DOI: 10.15356/2076-6734-2019-3-414.
36. Бутаков В.И., Слагода Е.А., Тихонравова Я.В. Содержание и состав атмосферных и парниковых газов в подземных льдах разного генезиса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 22–36. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3082.
37. Коленко Е.А. Технология лабораторного эксперимента: справочник. – СПб.: Политехника, 1994. – 629 с.
38. Nitrogen and air. IUPAC Solubility Data Series / Ed. by R. Battino. – Oxford, England: Pergamon Press, 1982. – V. 10. – 613 p.
39. Oxygen and ozone. IUPAC Solubility Data Series / Ed. by R. Battino. – Oxford, England: Pergamon Press, 1981. – V. 7. – 533 p.
40. Carbon dioxide in water and aqueous electrolyte solutions. IUPAC Solubility Data Series / Ed. by P. Scharlin – Oxford, England: Pergamon Press, 1996. – V. 62. – 401 p.
41. Methane. IUPAC Solubility Data Series / Ed. by H.L. Clever, C.L. Young. – Oxford, England: Pergamon Press, 1987. – V. 27/28. – 801 p.
42. Hydrogen and deuterium. IUPAC Solubility Data Series / Ed. by C.L. Young. – Oxford, England: Pergamon Press, 1981. – V. 5/6. – 663 p.
43. Ethane. IUPAC Solubility Data Series / Ed. by W. Hayduk. – Oxford, England: Pergamon Press, 1982. – V. 9. – 281 p.
44. Bernard B.B., Brooks J.M., Zumberge J. Determining the origin of gases in near-surface sediments // Proc. of the Near-Surface Hydrocarbon Migration: Mechanisms and Seepage Rates. – Vancouver: AAPG Hedberg Conference, 2001. – P. 16–19.
45. Криолитология, гидрохимия и микробиология голоценовых озерных и повторно-жильных льдов о-ва Сибирякова Карского моря / О.Л. Опокина, Е.А. Слагода, И.Д. Стрелецкая, М.Ю. Суслова, И.В. Томберг, Т.В. Ходжер // Природа шельфа и архипелагов европейской Арктики. Комплексные исследования природы Шпицбергена: Материалы международной научной конференции. – М.: ГЕОС, 2010. – С. 241–247.
46. Бутаков В.И., Слагода Е.А., Заватский М.Д. Генезис парниковых и атмосферных газов в подземных льдах Севера Западной Сибири // Научная территория: Технологии и инновации: Материалы международной научно-практической конференции. – Тюмень: ТИУ, 2022. – С. 12–15.
47. Содержание и генезис метана в мерзлых отложениях и подземных льдах на побережье и шельфе Карского моря / И.Д. Стрелецкая, Б.Г. Ванштейн, А.А. Васильев, Г.Е. Облогов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – Т. 4 (23). – С. 1–5. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art67.
48. Arkhangelov A.A., Novgorodova E.V. Genesis of massive ice at «Ice Mountain», Yenesei River, Western Siberia, according to results of gas analyses // Permafrost and Periglacial Processes. – 1991. – V. 2. – P. 167–170.
49. Микробные сообщества древних семян, извлеченных из многолетнемерзлых плейстоценовых отложений / В.Л. Стахов, С.В. Губин, С.В. Максимович, Д.В. Ребриков, А.М. Савилова, Г.А. Кочкина, С.М. Озерская, Н.Е. Иванушкина, Е.А. Воробьева // Микробиология. – 2008. – Т. 77. – № 3. – С. 396–403.
50. Строение и свойства пород криолитозоны южной части Бованенковского газоконденсатного месторождения / Е.М. Чувилин, Е.В. Перлова, Ю.Б. Баранов, В.В. Кондаков, А.Б. Осокин, В.С. Якушев. – М.: ГЕОС, 2007. – 135 с.
51. Chaban B., Ng S.Y., Jarrell K.F. Archaeal habitats-from the extreme to the ordinary // Canadian Journal of Microbiology. – 2006. – V. 52 (2). – P. 73–116. DOI: 10.1139/w05-147.
52. Питательная среда для культивирования бактерий *Bacillus subtilis* BN-135 – продуцента пектат-лиазы: пат. Рос. Федерация, № 2571945, заявл. 17.11.2014; опубл. 27.12.2015. Бюл. № 36. – 8 с.
53. Allen C.W. Astrophysical quantities. – London: Athlone Press, 1976. – 119 p.
54. Криогенные процессы / под ред. проф. А.И. Попова. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1987. – 185 с.
55. Слагода Е.А. Следы метаморфизма контактных зон подземных льдов // Мониторинг в криолитозоне: Сборник докладов Шестой конференции геокриологов России / под ред. Р.Г. Мотенко. – М.: «КДУ», «Добросвет», 2022. – С. 917–924. DOI: 10.31453/kdu.ru.978-5-7913-1231-0-2022-1130.

Поступила: 15.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 27.02.2023 г.

Информация об авторах

Бутаков В.И., кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Института криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН.

Слагода Е.А., доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник Института криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН.

Заватский М.Д., кандидат геолого-минералогических наук, профессор Института геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет.

Иванов В.И., аспирант, младший научный сотрудник Института криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН.

UDC 551.34:[550.43+550.72]

GAS COMPOSITION AND MICROORGANISMS OF GROUND ICE IN RUSSIAN ARCTIC

Vladislav I. Butakov¹,
vladbutakov@yahoo.com

Elena A. Slagoda¹,
eslagoda@ikz.ru

Mikhail D. Zavatskiy²,
zavatskiydm@tyuiu.ru

Vadim I. Ivanov¹,
ivanovvi.tyumu@gmail.com

¹ Earth Cryosphere Institute, Tyumen scientific centre SB RAS,
86, Malygin street, Tyumen, 625000, Russia.

² Tyumen industrial university,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

Relevance. The increase in the concentration of greenhouse gases in the atmosphere is a fundamental problem on a planetary scale. The source of greenhouse gases in the subsurface horizon of soil can be both deep deposits of hydrocarbons and organic matter processed by microorganisms during the thawing of the ice-rich soil. To determine the source of gas it is necessary to examine both its quantity and composition and microorganism content in the subsurface ice. Taking into account the dynamic development of the energy complex in the north of Western Siberia it is necessary to take into account the geotechnical risks associated with the release of greenhouse gases from frozen deposits.

Purpose: to study the composition and identify the sources of greenhouse gases in the ice and the ice-rich soil on account of the ice formation conditions and the microorganism content.

Objects: ice wedge, hydrogenic and segregational genesis of ice, ice-rich soil of northern Western Siberia and Central Yakutia, collected by expeditions Earth Cryosphere Institute, Tyumen scientific center SB RAS in 2011–2021.

Methods of research and interpretation of chemical composition. The structure of frozen deposits has been investigated by cryolithological methods. The monoliths of the ice and the frozen deposits were stored at -18°C . Gas was extracted from the monoliths with the determination of volume fraction by thermovacuum degassing method. The composition of gases is determined by gas chromatography. Normalization of the gas composition with solubility values in water was carried out. Volume fractions of gas in free and dissolved forms was calculated. The data processing were implemented by means of «Geochem Anomaly» program. Cultivated psychrophilic microorganisms were studied by seeding on nutrient media; the total number of microorganisms was determined by epifluorescent microscopy.

Results. The contents of N_2 (74.9–87.8 %), O_2 (11.7–20.3 %), CO_2 (0.01–3.28 %), CH_4 (0.003–7.35 %), H_2 (0.001–0.035 %) and hydrocarbons with an atom content from 2 to 6 (2.0×10^{-5} – 2.8×10^{-3} %) are determined in ice and ice-rich soil. The value of N_2 and O_2 in the gas composition of ice is close to atmospheric air. The ice has wide variations in gas saturation (1.1–21.1 %), CH_4 and CO_2 content. The freezing of gas-saturated solution occurred for the ice formation, part of the air was in a free form (from 30 to 75 %). Calculated indexes $\text{CH}_4/(\text{C}_2\text{H}_6+\text{C}_3\text{H}_8)$ and $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_4$ indicate biogenic hydrocarbon genesis. The composition of gas bubbles is recalculated for the volume of the entire sample: CH_4 content is insignificant in ice wedge, closed-cavity ice and icing (averages 51, 81 and 1 ppmV, respectively). Low amounts of CH_4 could be produced by forming these types of ice from the sediments of the active layer, as the dependence of the gas composition on the peat element amount is established. CH_4 , CO_2 and H_2 contents increased in samples with peat elements. In interbedding ice the CH_4 content is high (216 ppmV). CO_2 (up to 3007 ppmV) was accumulated in the texturing ice, and hydrogenic wedge-shaped ice showed high levels of CH_4 (up to 4032 ppmV) as the ice was frozen in an enclosed volume. The ice of peat mound has a maximum content of CH_4 (15545 ppmV) and high CO_2 (2466 ppmV); inclosing sediments flooded with marginal-marine waters are the source of high values of CH_4 and CO_2 . The cultivated psychrophilic microorganisms were identified in the surface ice, and their maximum quantities were identified in segregated formations – up to 1680 KOU/ml, in textural ice – up to 1032 KOU/ml. High concentrations of greenhouse gases are found in frozen peat – CO_2 (1075 ppmV), H_2 (9 ppmV), CH_4 (262 ppmV) and other hydrocarbons due to activity of microorganisms, which results in accumulation of these gases. High gas saturation and CH_4 and CO_2 levels indicate the formation of gaseous composition by both aerobic and anaerobic microorganisms.

Key words:

Greenhouse gases, ground ice, biogenic methane, carbon dioxide, gas-saturated deposits, thermal vacuum degassing method, psychrophilic microorganisms.

The research was carried out by the state assignment of ECI Tyumen Scientific Center SB RAS SB RAS no. 121041600042-7.

REFERENCES

1. Bender M., Sowers T., Brook Ed. Gases in ice cores. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 1997, vol. 94, pp. 8343–8349.
2. Petit J.R., Jouzel J., Raynaud D., Barkov N.I., Barnola J.-M., Basile I., Bender M., Chappellaz J., Davisk M., Delaygue G., Delmotte M., Kotlyakov V.M., Legrand M., Lipenkov V.Y., Lorius C., Pepin L., Ritz C., Saltzman E., Stievenard M. Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok Ice Core, Antarctica. *Nature*, 1999, vol. 399, pp. 429–436.
3. Raynaud D., Beeman J.Ch., Chappellaz J., Parrenin F., Shin J. The long-term ice core record of CO_2 and other greenhouse gases. *Past*

- Antarctica: Paleoclimatology and Climate Change*, 2020. Available at: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03082021> (accessed 25 February 2021).
4. Istomin V.A., Chuvin E.M., Sergeeva D.V., Buhkanov B.A., Stanilovskaya Yu.V., Badetz C. Influence of composition and external gas pressure on ice and hydrate formation in gas-saturated pore solutions. *Oil & gas chemistry*, 2018, no. 2, pp. 33–42. In Rus. DOI: 10.24411/2310-8266-2018-10206.
 5. McGuire A.D., Christensen T.R., Hayes D., Heroult A., Euskirchen E., Kimball J.S., Koven C., Lafleur P., Miller P.A., Oechel W., Peylin P., Williams M., Yi Y. An assessment of the carbon balance of Arctic tundra: comparisons among observations, process models, and atmospheric inversions. *Biogeosciences*, 2012, vol. 9, pp. 3185–3204. DOI: 10.5194/bg-9-3185-2012.
 6. Kirschke S., Bousquet P., Ciais P., Saunoy M., Canadell J.G., Dlugokencky E.J., Cameron-Smith P. Three decades of global methane sources and sinks. *Nature geoscience*, 2013, vol. 6 (10), pp. 813–823.
 7. Topp E., Pattey E. Soils as sources and sinks for atmospheric methane. *Canadian Journal of Soil Science*, 1997, vol. 77 (2), pp. 167–177. DOI: 10.4141/S96-107.
 8. Kraev G., Schulze E.-D., Yurova A., Kholodov A., Chuvin E., Rivkina E. Cryogenic displacement and accumulation of biogenic methane in frozen soils. *Atmosphere*, 2017, vol. 8. DOI: 10.3390/atmos8060105.
 9. Himenkov A.N., Koshurnikov A.V., Karpenko F.S., Kutergin V.N., Gagarin V.E., Sobolev P.A. Gas infiltration into permafrost in the context to lithosphere degassing and origin of natural gas blowouts in permafrost. *Arctic and Antarctica*, 2019, no. 3. In Rus. DOI: 10.7256/2453-8922.2019.3.29627.
 10. Zavatsky M.D., Nezhdanov A.A., Kurchatova A.N. Features of the composition of gas sorbed in the rocks of the upper part of the sedimentary cover section. *Oil and Gas Studies*, 2021, vol. 6, pp. 23–35. DOI: 10.31660/0445-01108-2021-6-23-35. In Rus.
 11. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhilcova A.A. Problems of oil prospecting geochemistry and a general scheme of hydrocarbon fluid migration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011, vol. 318, no. 1, pp. 116–122. In Rus.
 12. Milkov A.V. The role of methane generating biodegradation of hydrocarbons in formation of giant cenomanian pools of dry gas in the north of West Siberia. *Geology of oil and gas*, 2010, no. 4, pp. 55–62. In Rus.
 13. Chuvin E.M., Grebenkin S.I. Experimental estimation of gas permeability of gas-saturated sediments during hydrate formation and freezing. *Earth's Cryosphere*, 2015, vol. 19, no. 2, pp. 67–74. In Rus.
 14. Rivkina E., Shcherbakova V., Laurinavichius K., Petrovskaya L., Krivushin K., Kraev G., Pecheritsina S., Gilichinsky D. Biogeochemistry of methane and methanogenic archaea in permafrost. *FEMS Microbiology Ecology*, 2007, vol. 61, pp. 1–15. DOI: 10.1111/j.1574-6941.2007.00315.x.
 15. Andersland O.B., Wiggert D.C., Davies S.H. Hydraulic conductivity of frozen granular soils. *Journal of Environmental Engineering*, 1996, vol. 122, pp. 212–216.
 16. Ferry J.G. Biochemistry of methanogenesis. *Critical Reviews in Biochemistry and Molecular Biology*, 1992, vol. 27 (6), pp. 473–503. DOI: 10.3109/10409239209082570.
 17. Brioukhanov A.L., Netrusov A.I. Aerotolerance of strictly anaerobic microorganisms and factors of defense against oxidative stress: a review. *Applied Biochemistry and Microbiology*, 2007, vol. 43, no. 6, pp. 635–652. In Rus.
 18. *Geologicheskii slovar* [Geological dictionary]. Ed. by K.N. Paffengolts. Moscow, Nedra Publ., 1978. 447 p.
 19. Bonch-Osmolovskaya E.A. Arkhei [Archaea]. *Bolshaya Rossiyskaya entsiklopediya* [Great Russian Encyclopedia]. Moscow, Bolshaya Ros Publ., 2005. Vol. 2, pp. 311–312.
 20. Lengeler J., Drews G., Schlegel H. *Biology of the prokaryotes*. Germany, Wiley-Blackwell Publ., 1998. 955 p. DOI: 10.1002/9781444313314.
 21. Paré M.C., Bedard-Haughn A. Landscape-scale N mineralization and greenhouse gas emissions in Canadian Cryosols. *Geoderma*, 2012, vol. 189–190, pp. 469–479. DOI: 10.1016/j.geoderma.2012.06.002.
 22. Engram M., Walter K.M., Sachs T., Kohnert K., Serafimovich A., Grosse G., Meyer F.J. Remote sensing northern lake methane ebullition. *Nature Climate Change*, 2020, vol. 10, pp. 511–517. DOI: 10.1038/s41558-020-0762-8.
 23. Cabrol L., Thalasso F., Gandois L., Sepulveda-Jauregui A., Martinez-Cruz K., Teisserenc R., Tananaev N., Tveit A., Svenning M.M., Barret M. Anaerobic oxidation of methane and associated microbiome in anoxic water of Northwestern Siberian lakes. *Science of The Total Environment*, 2020, vol. 736. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.139588.
 24. Semenov P.B., Pismeniuk A.A., Malyshev S.A., Leibman M.O., Streletskaia I.D., Shatrova E.V., Kizyakov A.I., Vanshtein B.G. Methane and dissolved organic matter in the ground ice samples from Central Yamal: implications to biogeochemical cycling and greenhouse gas emission. *Geosciences*, 2020, vol. 10, no. 11. DOI: 10.3390/geosciences10110450.
 25. Zadorozhnaya N.A., Oblogov G.E., Vasiliev A.A., Streletskaia I.D., Malkova G.V., Semenov P.B., Vanshtein B.G. Methane in frozen and thawing sediments of Western Russian Arctic. *Earth's Cryosphere*, 2022, vol. 26, no. 5, pp. 41–55. In Rus.
 26. Rivkina E.M., Kraev G.N., Krivushin K.V., Laurinavichius K.S., Fyodorov-Davydov D.G., Kholodov A.L., Shcherbakova V.A., Gilichinsky D.A. Methane in permafrost of Northeastern Arctic. *Earth's Cryosphere*, 2006, vol. X, no. 3, pp. 23–41. In Rus.
 27. Oshurkova V.I. *Metanobrazuyushchie arkhei iz mnogoletnemerzlykh otlozheniy Arktiki*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Methane-forming archaea from permafrost deposits in Arctic. Cand. Diss. Abstract]. Pushchino, 2017. 22 p.
 28. Lur'e M.A. Features of isotopic composition of carbon and sulfur in oil-and-gas and other natural systems. *Oil and Gas Studies*, 2018, vol. 5, pp. 108–115. In Rus. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-5-108-115.
 29. Konishchev V.N., Golubev V.N., Rogov V.V., Sokratov S.A., Tokarev I.V. Experimental study of the isotopic fractionation of water in the process of ice segregation. *Earth's Cryosphere*, 2014, vol. 18, no. 3, pp. 3–10. In Rus.
 30. Slagoda E.A., Kurchatova A.N., Opokina O.L., Tomberg I.V., Khodzher T.V., Firsova A.D., Rodionova E.V., Popov K.A., Nikulina E.L. Cryostratigraphy of the first terrace in Bely Island, Kara Sea: permafrost and climate history (Part 3). *Earth's Cryosphere*, 2014, vol. XVIII, no. 3, pp. 32–43. In Rus.
 31. Butakov V.I., Slagoda E.A. Svyaz khimicheskogo sostava s usloviyami formirovaniya linozoidnogo plastovogo lida v allyuvialnykh otlozheniyakh na severe p-va Gydan [Relationship between the chemical composition and the conditions for the formation of ice lens in alluvial sediments on the north of the Gydan Peninsula]. *Stroenie litosfery i geodinamika. XXIX Vserossiyskaya molodezhnaya konferentsiya* [XXIX All-Russian Youth Conference. Structure of the Lithosphere and Geodynamics]. Irkutsk, Institute of the Earth's crust, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences Publ., 2021. pp. 55–57.
 32. Leibman M.O., Khomutov A.V. Research station «Vaskiny Dachi» at Central Yamal: 30 years of study. *Earth's Cryosphere*, 2019, vol. XXIII, no. 1, pp. 91–95. In Rus. DOI: 10.21782/KZ1560-7496-2019-1(91-95).
 33. Butakov V.I., Slagoda E.A., Opokina O.L., Tomberg I.V., Zhuchenko N.A. The formation features of the hydrochemical and trace element composition of various types of ground ice at Marre-Sale Cape. *Earth's Cryosphere*, 2020, vol. XXIV, no. 5, pp. 29–44. In Rus.
 34. Tikhonravova Y.V., Slagoda E.A., Rogov V.V., Butakov V.I., Lupachev A.V., Kuznetsova A.O., Simonova G.V. Heterogeneous ices in ice wedges structure on the Pur-Taz interfluvial peatlands of the north of West Siberia. *Ice and Snow*, 2020, vol. 60, no. 2, pp. 225–238. In Rus. DOI: 10.31857/S2076673420020036.
 35. Galanin A.A., Pavlova M.R., Papina T.S., Eyrikh A.N., Pavlova N.A. Stable isotopes of ^{18}O and D in key components of water flows and the permafrost zone of Central Yakutia (Eastern Siberia). *Ice and Snow*, 2019, vol. 59, no. 3, pp. 333–354. In Rus. DOI: 10.15356/2076-6734-2019-3-414.
 36. Butakov V.I., Slagoda E.A., Tikhonravova Ya.V. Content and composition of atmospheric and greenhouse gases in underground ice of different genesis. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 22–36. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3082.
 37. Kolenko E.A. *Tekhnologiya laboratornogo eksperimenta: spravochnik* [Laboratory experiment technology: handbook]. St. Petersburg, Politekhnik Publ., 1994. 629 p.

38. *Nitrogen and air. IUPAC Solubility Data Series*. Ed. by R. Battino. England, Pergamon Press, 1982. Vol. 10, 613 p.
39. *Oxygen and ozone. IUPAC Solubility Data Series*. Ed. by R. Battino. England, Pergamon Press, 1981. Vol. 7, 533 p.
40. *Carbon dioxide in water and aqueous electrolyte solutions. IUPAC Solubility Data Series*. Ed. by P. Scharlin. England, Pergamon Press, 1996. Vol. 62, 401 p.
41. *Methane. IUPAC Solubility Data Series*. Ed. by H.L. Clever, C.L. Young. England, Pergamon Press, 1987. Vol. 27/28, 801 p.
42. *Hydrogen and deuterium. IUPAC Solubility Data Series*. Ed. by C.L. Young. England, Pergamon Press, 1981. Vol. 5/6, 663 p.
43. *Ethane. IUPAC Solubility Data Series*. Ed. by W. Hayduk. England, Pergamon Press, 1982. Vol. 9, 281 p.
44. Bernard B.B., Brooks J.M., Zumberge J. Determining the origin of gases in near-surface sediments. *Proceedings of the near-surface hydrocarbon migration: mechanisms and seepage rates*. Vancouver, AAPG Hedberg Conference, 2001. pp. 16–19.
45. Opokina O.L., Slagoda E.A., Streletskaya I.D., Suslova M.Yu., Tomberg I.V., Khodger T.V. Kriolitologiya, gidrokimiya i mikrobiologiya golotsenovykh ozernykh i povtorno-zhilnykh ldov o-va Sibiryakova Karskogo morya [Cryolithology, hydrochemistry and microbiology of Holocene lacustrine ice and ice wedge of the Sibiryakov Island of the Kara Sea]. *Materialy mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii. Priroda shelfa i arhipelagov evropeyskoy Arktiki. Kompleksnye issledovaniya prirody Shpicbergena* [Proceedings of the international scientific conference. The nature of the shelf and archipelagos of the European Arctic. Comprehensive studies of the nature of Spitsbergen]. Moscow, GEOS Publ., 2010. pp. 241–247.
46. Butakov V.I., Slagoda E.A., Zavatskiy M.D. Genezis parnikovykh i atmosferykh gazov v podzemnykh ldakh Severa Zapadnoy Sibiri [Genesis of greenhouse and atmospheric gases in underground ice of the North of Western Siberia]. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Nauchnaya territoriya: Tehnologii i innovatsii* [Proceedings of the international scientific-practical conference. Scientific territory: Technologies and innovations]. Tyumen, IUT PUBL., 2022. Vol. 2, pp. 12–15.
47. Streletskaya I.D., Vanshteyn B.G., Vasiliev A.A., Oblogov G.E. Content and genesis of frost sediments and underground ice methane offshore and onshore Kara Sea. *Actual problems of oil and gas*, 2018, vol. 4 (23), pp. 1–5. In Rus. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art67.
48. Arkhangelov A.A., Novgorodova E.V. Genesis of massive ice at «Ice Mountain», Yenesei river, Western Siberia, according to results of gas analyses. *Permafrost and Periglacial Processes*, 1991, vol. 2, pp. 167–170.
49. Stakhov V.L., Gubin S.V., Maksimovich S.V., Rebrikov D.V., Savilova A.M., Kochkina G.A., Ozerskaya S.M., Ivanushkina N.E., Vorobyova E.A. Microbial communities of ancient seeds derived from permanently frozen pleistocene deposits. *Microbiology*, 2008, vol. 77, no. 3, pp. 348–355.
50. Chuvilin E.M., Perlova E.V., Baranov Yu.B., Kondakov V.V., Osokin A.B., Yakushev V.S. *Stroenie i svoystva porod kriolitozony yuzhnoy chasti Bovanenkovskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Structure and properties of rocks in the cryolithozone of the southern part of the Bovanenkovo gas condensate field]. Moscow, GEOS Publ., 2007. 135 p.
51. Chaban B., Ng S.Y., Jarrell K.F. Archaeal habitats-from the extreme to the ordinary. *Canadian Journal of Microbiology*, 2006, vol. 52 (2), pp. 73–116. DOI: 10.1139/w05-147.
52. Bravova G.B., Larina L.N., Petrova N.T., Kozlov I.M. *Pitatelnaya sreda dlya kultivirovaniya bakteriy Bacillus subtilis BN-135 – produtsenta pektat-liazy* [Nutrient medium to cultivate bacteria Bacillus subtilis BN-135 – producent of pectate lyase]. Patent RF, no. 2571945, 2015.
53. Allen C.W. *Astrophysical quantities*. London, Athlone Press, 1976. 119 p.
54. *Kriogennyye protsessy* [Cryogenic processes]. Ed. by A.I. Popov. Moscow, Moscow state university Publ., 1987. 185 p.
55. Slagoda E.A. Sledy metamorfizma kontaknykh zon podzemnykh ldov [Traces of metamorphism of the contact zones of underground ice]. *Sbornik dokladov Shestoy konferentsii geokriologov Rossii. Monitoring v kriolitozone* [Collection of reports of the Sixth Conference of geocryologists of Russia. Monitoring in the permafrost zone]. Moscow, «KDU», «Dobrosvet» Publ., 2022. pp. 917–924. DOI: 10.31453/kdu.ru.978-5-7913-1231-0-2022-1130.

Received: 15 February 2023.

Reviewed: 27 February 2023.

Information about the authors

Vladislav I. Butakov, Cand. Sc., researcher, Earth Cryosphere Institute, Tyumen scientific centre SB RAS.

Elena A. Slagoda, Dr. Sc., principal researcher, Earth Cryosphere Institute, Tyumen scientific centre SB RAS.

Mikhail D. Zavatskiy, Cand. Sc., professor, Tyumen Industrial University.

Vadim I. Ivanov, graduate student, junior researcher Earth Cryosphere Institute, Tyumen scientific centre SB RAS.

УДК (549+550.4):553.463(575.14)

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ НА КОМПЛЕКСНОЕ ОРУДЕНЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯХТОН (ГОРЫ ЧАКЫЛ-КАЛЯН, УЗБЕКИСТАН)

Сайитов Сардор Савриддинович¹,
sardorsayitov@gmail.com

Цой Владимир Деньевич¹,
vtsoi@inbox.ru

¹ ГУ «Институт минеральных ресурсов»,
Узбекистан, 100164, г. Ташкент, ул. Олимпар, 64.

Актуальность. Результаты минералого-геохимических исследований повышают эффективность геологоразведочных работ, так как достоверные знания о распределении полезных компонентов и формах их нахождения в различных типах руд, характере распределения, их взаимосвязи, последовательности гипогенного минералообразования являются необходимыми для прогноза рудного потенциала объектов и определения направлений геологоразведочных работ. Кроме того, данные минералогических исследований используются при разработке рациональной схемы обогащения руд и обеспечивают комплексную переработку и использование минерально-сырьевых ресурсов.

Цель: изучить вещественный состав и минералого-геохимические особенности руд и рудовмещающих пород месторождения Яхтон.

Объект: месторождение Яхтон, расположенное в горах Чакыл-Калян Узбекистана, известное как скарново-шеелитовый объект с попутным золотом. Результаты последних геологоразведочных работ показали значительные перспективы объекта на золотое оруденение, то есть в зонах метасоматического изменения гранитоидов установлены промышленные содержания золота с комплексом попутных компонентов.

Методы. Минералогические и геохимические особенности оруденения были изучены комплексными методами исследований. Химический состав руд изучен полным силикатным, спектральным полуколичественным, ИСП-масспектрометрическим, атомно-абсорбционным, химическим методами исследований. Минеральный состав руд установлен в результате комплексных исследований, в том числе: оптической микроскопии в проходящем и отраженном свете, минералогического анализа тяжелых фракций, рентгеноспектрального локального анализа.

Результаты. Руда и рудовмещающие породы месторождения Яхтон алюмосиликатного (гранитоиды) и карбонатного (скарны, известняки) состава. Руды месторождения Яхтон комплексные. Содержание золота в руде до 4,45 г/т, оксида вольфрама до 0,33 %. Установлен следующий геохимический ряд элементов в последовательности увеличения кларков концентраций от 40 до 16500: $Sb < W < Re < Au < Cu < As < Ag < Se < Mo < Te < Bi$. Минеральная форма золота самородная и электрум. Пирит-арсенопиритовая с золотом парагенетическая минеральная ассоциация является основной продуктивной на золотое оруденение. Проявление минералов золото-серебряной стадии и телескопирование нескольких парагенетических минеральных ассоциаций способствовало образованию комплексных руд.

Ключевые слова:

руда, химический, минеральный состав, гранитоиды, самородное золото, пирит, элементы-примеси, месторождение Яхтон, горы Чакыл-Калян, Узбекистан.

Введение

Узбекистан входит в первую десятку стран мира по производству золота и разведанным запасам золота. Запасы золота оцениваются в 1800 т [1]. Имеется около сотни золоторудных месторождений – от мелких до гиганта мирового уровня – Мурунтау.

Золоторудные месторождения Узбекистана приурочены к единому Кызылкум-Кураминскому металлогеническому поясу, включающему Южно-Тянь-Шанский орогенический пояс и Бельтау-Кураминскую вулcano-плутоническую дугу, образованные в результате субдукции коры Туркестанского палеоокеана под Казахстано-Киргизский континент, коллизии его с Каракум-Таримским континентом и последующими геологическими процессами [2–4]. Они размещаются в черных сланцах (Мурунтау, Мютенбай), карбонатных, терригенных и вулканогенных породах (Кокпатас, Балпантау), в интрузивных образованиях (Зармитан) [5]. На золоторудных месторождениях Центральных Кызылкумов золото

отмечается в метасоматически измененных вмещающих породах и кварцево-жильных образованиях [6].

Что касается возраста золотого оруденения, то изотопные исследования арсенопирита, минерала спутника золота на месторождении Мурунтау, по данным Re-Os-He изотопии, дают 285,5±1,7 млн лет [7]. Граниты в глубокой скважине СГ-10 имеют возраст 287,2±3,9 млн лет, сиенодиоритовые порфириды – 285,4±5,1 и 284,4±1,9 млн лет, адамеллиты – 286,2±1,8 млн лет [8]. Результаты U-Pb геохронологии основных интрузивных массивов Узбекистана показали, что гранитоидный магматизм имеет преимущественно постколлизийный возраст, проявляющийся в аккреционных единицах в 270–290 млн лет, тогда как субдукционный магматизм преобладает как характерный для вулcano-плутонической дуги на отметке 300–320 млн лет. Определение возраста сульфидной минерализации методом Os-Re изотопии составляет 283–289 и 298–314 млн лет [9]. Установлено, что золотое оруденение накладывается на осадочно-вулканогенные и магматические породы различного

состава, от докембрия до верхнего-карбона – нижней перми, а рудообразование длилось порядка 60–70 млн лет [10]. Датировки магматических образований и арсенопирита на Мурунтау близки, что указывает, по-видимому, на их генетическую связь, что подтверждает выводы об определенной синхронности золотого оруденения и гранитоидного магматизма [11].

Золоторудные месторождения Узбекистана имеют гидротермальный генезис. Руды гипогенных золоторудных месторождений образовались в раннесульфидную и золото-серебряную стадии и связаны с пирит-арсенопиритовой с золотом, золото-гесситовой и золото-серебряной парагенетическими минеральными ассоциациями (ПМА) [12]. В соответствии с зональностью, глубиной формирования оруденения на золоторудных месторождениях установлен единый последовательный ряд геохимических парагенезисов: /Au-W/Au-As/Au-Te/Au-Ag/Au-Sb/Au-Hg/ [13, 14].

Месторождение Яхтон всем известно как скарново-щелитовый объект с попутным золотом, развивающийся на контакте гранодиорит-порфиров, гранодиоритов Яхтонского комплекса (С3) с известняками, роговиками ходжакурганской (D2) и мадмонской (D1) свит [15]. В скарново-щелитовых месторождениях концентрируется не только W, но и Au [16]. Месторождения отнесены к скарново-редкометалльному типу [17].

Результаты последних геологоразведочных работ показали значительные перспективы объекта на золотое оруденение. Промышленные содержания золота с комплексом попутных компонентов установлены в зонах метасоматического изменения гранитоидов.

Оруденение на месторождении делится на два структурных яруса и имеет биметалльный характер (золото, вольфрам). Верхний ярус представлен скарнами гранат-пироксенового состава и характеризуется вольфрамовым оруденением. Во втором ярусе в тектонически-ослабленной зоне северо-восточного простирания в гранитоидах отмечаются субпараллельные минерализованные зоны с промышленными концентрациями Au и W [18].

Типоморфный анализ минералов показывает, что процесс рудообразования на месторождении был длительным, многостадийным и эволюционным. То есть месторождение Яхтон является полиформационным, формировавшимся в известково-магнезиально-карбонатной среде. Источниками вольфрама (рудогенерирующей структурой) служили гранитоиды мезо- и гипабиссальной фации глубинности C_3-P_1 [19]. Наличие в рудном процессе таких элементов, как Sr, Ni, Mg, Fe, C, свидетельствует о подкоровом (мантийном) источнике рудного вещества, производными которого также являются дайки субщелочных габброидов и лампрофиров [20].

В ходе геохимических исследований апогранитоидного вольфрамового оруденения месторождения Яхтон установлено, что оно контролируется поздней по отношению к продуктивному на скарны яхтонскому интрузивному комплексу тектонической зоной северо-восточного простирания. Структура выражена линейными зонами брекчирования, катаклаза, субпараллельными зонами мелкой трещиноватости [21].

Метасоматиты по гранитам на нижних горизонтах месторождения Яхтон имеют лентовидную форму средней мощностью 4–5 м. Основным промышленным компонентом является вольфрам, со средним содержанием элемента 0,3–0,5 % в рядовых рудах и 1,5–2,0 % в богатых. Также промышленный интерес могут иметь: золото 3–4 г/т (в отдельных пробах), молибден до 500–800 г/т, серебро до 115 г/т. Основной минерал руд – шеелит [21]. Золотопродуктивная минеральная ассоциация пирит-арсенопиритовая с золотом ПМА.

Для вольфрамового оруденения нижнего яруса месторождения Яхтон обобщенный геохимический ряд относительной интенсивности имеет вид: Bi-Te-W-Au-Sb-As-Ag-Se-Mo-Sn-Cu-Be-U-Cd-Cr-B-Ba-Co-Mn. Первые 9 элементов рассматриваются как типоморфный геохимический комплекс вольфрамового оруденения объекта и образуют наиболее интенсивные ореолы в окорудном пространстве нижнего яруса месторождения Яхтон [22].

Полигенность и полихронность объекта по мнению И. Тураева и др. [22] определяется совмещением в рудном поле гранитоидов, лампрофиров и щелочных базальтоидов геохимически и минерально-акцессорно специализированных на вольфрам и являющихся источниками привноса этого металла в рудное пространство в течение длительного времени, начиная с верхнего карбона и заканчивая верхним триасом.

С учетом комплексности состава сульфидно-редкометалльных руд можно попутно извлекать Cu, Bi, Au, Ag, Se, Te из вольфрамовых месторождений, в том числе из Яхтона [19]. Но формы нахождения этих попутных компонентов недостаточно изучены.

Целевым заданием исследований являлось изучение минералого-геохимических особенностей руд и рудовмещающих пород нижнего яруса месторождения Яхтон, установление основных продуктивных ПМА, формы нахождения ценных компонентов.

Результаты минералого-геохимических исследований повышают эффективность геологоразведочных работ, так как достоверные знания о распределении полезных компонентов и формах их нахождения в различных типах руд, характере распределения, их взаимосвязи, последовательности гипогенного минералообразования являются необходимыми для прогноза рудного потенциала объектов и определения направлений геологоразведочных работ. Кроме того, минералого-геохимические данные используются при разработке рациональной схемы обогащения руд и обеспечивают комплексную переработку и использование минерально-сырьевых ресурсов [23].

Методы исследования

Изучение минералого-геохимических особенностей руд и рудовмещающих пород месторождения Яхтон последовательно проводилось комплексом геологических, минералогических, петрографических, химико-аналитических методов. В процессе исследований были изучены рудные и минерализованные зоны, вскрытые скважинами и штольнями.

Химический состав руд и рудовмещающих пород изучен полным силикатным анализом. Содержания основных и попутных компонентов определены спектральным полуколичественным, ИСП-масспектрометрическим, атомно-абсорбционным, химическим методами исследований. Химико-аналитические исследования выполнены в лаборатории АИ ВСМС ГУ «ИМР». ИСП-масспектрометрический анализ выполнен в ЦЛ Госкомгеологии РУз.

Минеральный состав руд, их структурно-текстурные особенности, характер метасоматических изменений установлены при описании прозрачных шлифов, полированных аншлифов (на микроскопе Nikon Eclipse LV100 Pol), минералогического анализа тяжелых фракций проб-протолок. Форма нахождения основных и попутных компонентов установлена под микроскопом и рентгеноспектральным локальным анализом на микрозонде («Superprobe» JXA-8800R, JEOL). Рентгеноспектральный локальный анализ проводился в институте Геологии и геофизики Госкомгеологии РУз.

Результаты исследования

Характеристика основных типов рудовмещающих пород

В результате полевых наблюдений и изучения прозрачных шлифов выявлены следующие типы рудовмещающих пород: гранодиорит, гранодиорит-порфир, диоритовый порфирит, известняк, метасоматиты (скарны, измененные гранитоиды), кварц-карбонатные жильные образования. Все породы имеют разную степень метасоматического изменения (рис. 1).

Скарны образуются на контакте карбонатных пород с гранитоидами и включают два этапа минералообразования: магнезиально-скарновый и известково-скарновый с ранней щелочной, кислотной и поздней щелочной стадиями. Основная масса шеелита образуется вместе с продуктами кислотного выщелачивания (амфибол, везувиан, кварц по экзоскарнам; альбит, кварц, эпидот по эндоскарнам). Вторая стадия характеризуется развитием жил и прожилков кварца и геденбергита, иногда с пирротинном и арсенопиритом. В позднюю щелочную стадию формируется полиминеральный комплекс новообразований: в эндоскарнах – альбит, кварц, хлорит, серицит, пирит; в экзоскарнах – кварц, хлорит, кальцит. Из сульфидов обычны пирротин, арсенопирит, пирит, халькопирит, реже отмечаются галенит, сфалерит, висмутин, золото [15].

Минеральный состав известковых скарнов представлен пироксеном (диопсид, геденбергит), гранатом (гроссуляр, андрадит), кварцем, андезином, ортоклазом, кальцитом и др. Структура полнокристаллическая. Текстура массивная. Акцессорные минералы представлены сфеном, рутилом. Количество граната в некоторых пробах достигает 40 %.

Процесс формирования околорудного пространства состоялся в двух этапах. На первом вмещающие оруденение гранодиориты были подвержены кислотному выщелачиванию, которое сменилось щелочным метасоматозом. Вторичные изменения гранодиоритов представлены окварцеванием, серицитизацией, каолинизацией, карбонатизацией, сульфидизацией. Метасоматиты в гранодиритах относятся к березитовой формации.

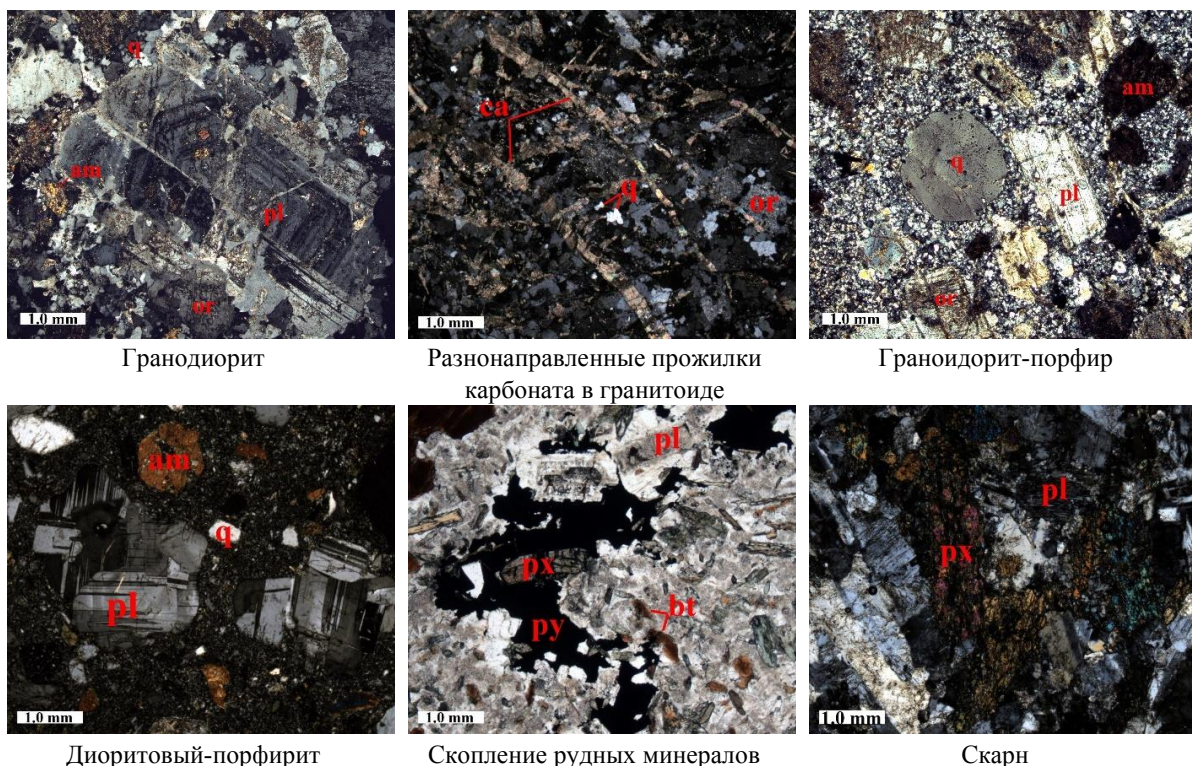


Рис. 1. Микрофотография рудовмещающих пород в проходящем свете (q – кварц, pl – плагиоклаз, or – ортоклаз, px – пироксен, am – амфибол, bt – биотит, ca – кальцит, py – пирит).

Fig. 1. Microphoto of ore-bearing rocks in transmitted light (q – quartz, pl – plagioclase, or – orthoclase, px – pyroxene, am – amphibole, bt – biotite, ca – calcite, py – pyrite)

Отмечается замещение роговой обманки хлоритом с лейкоксенном, иногда отмечается её эпидотизация, сопровождаемая микрозернистыми скоплениями лейкоксена и цоизита. В процессе кислотного выщелачивания плагиоклаз интенсивно пелитизирован и серицитизирован. В результате щелочного метасоматоза большинство зёрен плагиоклаза превращены в мелкозернистый альбит, среди которого распространены микрореликты интенсивно серицитизированного первичного плагиоклаза, реже у некоторых зёрен плагиоклаза наблюдается кайма альбита. Отдельные участки метасоматитов сложены мелкозернистым кальцитом почти в чистом виде [21]. Также кальцит установлен в виде прожилок. Акцессорные минералы представлены сфеном, цирконом, апатитом. Рудные минералы отмечаются в виде скоплений, вкрап-

лений, прожилок. Часто развиваются в межзерновых промежутках, трещинах нерудных минералов.

Геохимические особенности оруденения

Изученны пробы алюмосиликатного состава. На классификационной диаграмме магматических пород А.А. Маракушева по содержанию SiO_2 и $\text{K}_2\text{O}+\text{Na}_2\text{O}$ изученные рудовмещающие магматические породы попадают в поле гранитов, гранодиоритов и кварцевых диоритов (рис. 2).

Содержание кремнезема (SiO_2) в магматических породах – от 60,42 до 72,78 %. Глинозем (Al_2O_3) составляет от 9,5 до 16,80 %, CaO – от 2,39 до 9,62 %. Содержание Fe_2O_3 – до 2,57 %, FeO – до 6,19 %, сумма щелочей ($\text{Na}_2\text{O}+\text{K}_2\text{O}$) – 3,57–5,54 %. Содержание Собщ. – до 2,36 %, Sc-д. – до 2,31 %.

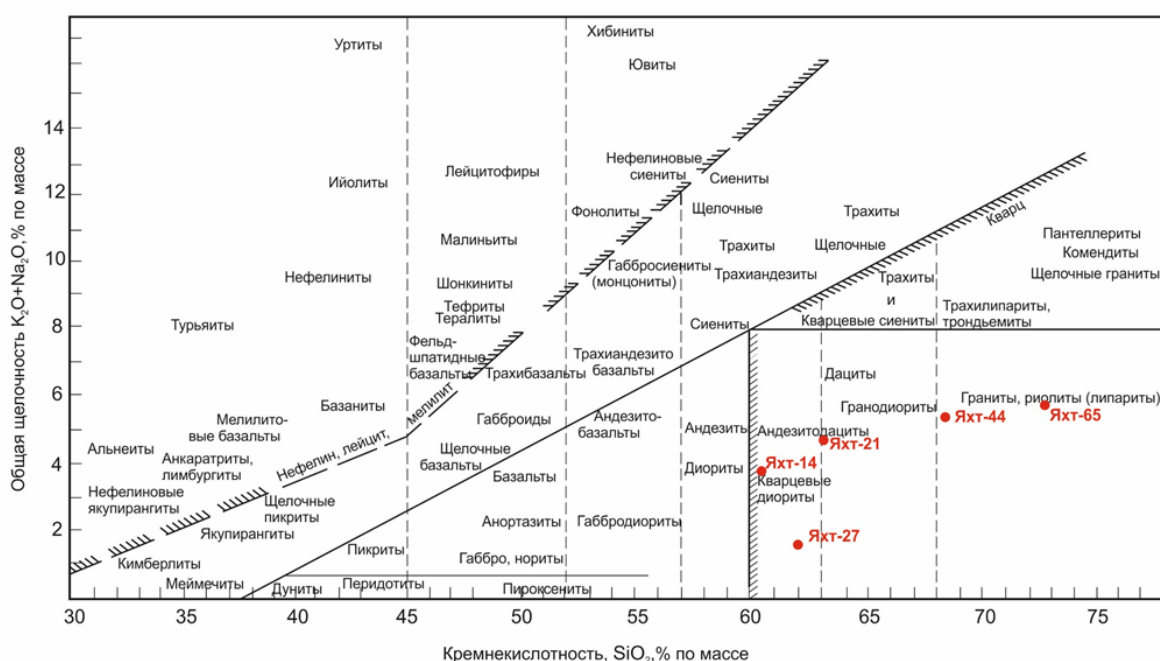


Рис. 2. Расположение рудовмещающих пород месторождения Яхтон на диаграмме систематики магматических пород в отношении содержания SiO_2 и $\text{K}_2\text{O}+\text{Na}_2\text{O}$ по А.А. Маракушеву

Fig. 2. Location of ore-bearing rocks of the Yakhton deposit on the diagram of systematics of igneous rocks in relation to the content of SiO_2 and $\text{K}_2\text{O}+\text{Na}_2\text{O}$ according to A.A. Marakushev

Содержания рудогенных элементов установлены комплексом аналитических исследований. Сначала все пробы были проанализированы спектральным полуколичественным анализом для первоначального определения содержаний рудогенных элементов в изучаемых пробах. Пробы с повышенными содержаниями ценных компонентов были проанализированы ИСП-масспектрометрическим, атомно-абсорбционным на золото, химическим анализом на вольфрам, молибден.

Золото и вольфрам являются основными ценными компонентами руд. Повышенные концентрации Mn, Cu, W отмечаются в геденбергитовых и пироксен-гранатовых экзокарнах; Au, Ag – в диопсидовых, геденбергитовых и пироксен-плагиоклазовых скарнах, Sn – в геденбергит-гранатовых и пироксен-плагиоклазовых скарнах. В оруденелых и сульфидизированных скарнах отмечаются стабильно повы-

шенные концентрации Au, Ag, Mo, Zn, Sn, As и относительно пониженные – Ti, Cr, Ni, Co, V [15]. Для метасоматически измененных гранитоидов характерны повышенные содержания золота. Из попутных компонентов в составе руд представляют интерес серебро, теллур, селен, висмут, молибден, медь. В единичных пробах отмечаются повышенные содержания свинца, редкоземельных элементов.

По данным ИСП-масспектрометрического анализа содержание вольфрама достигает 550 г/т, в среднем по 26 пробам составляет 96,6 г/т. Кларк концентрации (КК) вольфрама составил 47,3 (табл. 1). По данным химического анализа содержания WO_3 составляют 0,27–0,33 %, молибдена – 0,07–0,22 %.

Содержание золота в проанализированных пробах составило до 3,65 г/т по данным ИСП-масспектрометрического анализа. КК золота по дан-

ным ИСП-масспектрометрического анализа 26 проб составил 149,9 (табл. 1). Содержания золота по данным атомно-абсорбционного анализа составляют 0,08–4,45 г/т, в среднем по 41 пробам – 1,25 г/т.

Из попутных компонентов установлено серебро с содержанием от 0,45 до 330 г/т, в среднем 29,4 г/т, по данным ИСП-масспектрометрического анализа. По

данным атомно-абсорбционного анализа содержание серебра достигает 517,55 г/т в единичных пробах.

Содержания висмута колеблются в широких пределах – от 1,8 до 2400 г/т, в среднем составляет 148,3 г/т по 26 пробам. КК висмута 16477,8 г/т.

Содержание молибдена колеблется в широких пределах – от 7,6 до 9800 г/т, в среднем составляет 620,6 г/т.

Таблица 1. Результаты ИСП-МС анализа руд и рудовмещающих пород, г/т

Table 1. Results of ICP-mass spectrometric analysis of ores and ore-bearing rocks, g/t

Значение/Value	Li	Be	B*	Sc	Ti*	V	Cr	Mn	Fe*	Co	Ni	Cu
Мин./Min.	1,1	0,3	2,2	0,6	48	22	22	140	5900	1,7	5,4	26
Макс./Max.	31	6,5	31	9,7	4500	110	100	8600	220000	840	45	110000
Сред./Aver.	9,4	2,3	18	3	1171,3	52,5	50,3	1867,3	71503,8	56,9	15,6	9202
Кл. эл./CE	32	3,8	12	10	4500	90	83	1000	46500	18	58	47
КК/CC	0,3	0,6	1,5	0,3	0,3	0,6	0,6	1,9	1,5	3,2	0,3	195,8
Значение/Value	Zn	Ga	As	Se	Rb	Sr	Y	Zr	Nb	Se	Rb	Sr
Мин./Min.	15	1,3	17	1,1	1,5	23	0,7	1,2	0,09	1,1	1,5	23
Макс./Max.	430	32	8500	220	370	520	21	93	18	220	370	520
Сред./Aver.	97,2	14,4	508	21,6	104,8	241	10	39	5,1	21,6	105	240,7
Кл. эл./CE	83	19	1,7	0,05	150	340	29	170	20	0,05	150	340
КК/CC	1,2	0,8	299	431,8	0,7	0,7	0,3	0,2	0,3	432	0,7	0,7
Значение/Value	Y	Zr	Nb	Mo	Ag	Cd	In	Sn	Sb	Te	Cs	Ba
Мин./Min.	0,7	1,2	0,09	5,8	0,19	0,03	0,03	2,4	1,1	0,12	0,2	7,7
Макс./Max.	21	93	18	9800	330	7,7	2,4	180	440	130	17	3700
Сред./Aver.	10	39	5,1	620,6	29,4	1	0,4	20,5	21,7	7,2	4	1226
Кл. эл./CE	29	170	20	1,1	0,07	0,13	0,25	2,5	0,5	0,001	3,7	650
КК/CC	0,3	0,2	0,3	564,1	419,3	7,4	1,6	8,2	43,3	7175	1,1	1,9
Значение/Value	ΣP3Э	Hf	Ta	W*	Re	Pt*	Au*	Tl	Pb	Bi	Th	U
Мин./Min.	3,61	0,04	0,01	0,85	0,01	0	0,07	0,02	1,7	1,8	0,16	0,49
Макс./Max.	1813,5	3,1	1,1	550	0,47	0	3,65	1,9	3900	2400	14	7
Сред./Aver.	133,3	1,2	0,4	96,6	0,1	<0,05	0,6	0,6	267,6	148,3	6,3	3,7
Кл. эл./CE	178	1	2,5	1,3	0,0007	0,01	0,004	1	16	0,009	13	2,5
КК/CC	0,7	1,2	0,2	74,3	79,6	0	149,9	0,6	16,7	16478	0,5	1,5

* количество проб – 26/number of samples – 26; CE – clarke content of elements; CC – clarke concentration.

Для руд месторождения Яхтон очень характерны повышенные содержания селена и теллура. Содержание теллура достигает 130 г/т в отдельных пробах, в среднем по 26 пробам составляет 7,2 г/т. КК селена составляет 431,8 г/т. Содержание элемента достигает 220 г/т, в среднем по 26 пробам составляет 21,6 г/т.

Медь имеет локальное распространение, т. е. в отдельных сечениях содержание меди составляет 2700–110000 г/т. В остальных пробах содержание меди колеблется от 26 до 560 г/т.

По интенсивности накопления рудогенных элементов (по кларкам концентрации – относительно среднего содержания элемента в земной коре) выделены следующие группы элементов: 1) элементы с низким кларком концентраций (0–0,7 – Pt, Ta, Zr, Nb, Ti, Ni, Li, Sc, Y, Th, Tl, V, Be, Cr, Rb, Sr, ΣP3Э); 2) близкларковые (0,8–1,4 – Ga, Cs, Zn, Hf, U, B); 3) с высоким кларком концентраций (>1,5 – In, Mn, Ba, Co, Cd, Sn, Pb, Sb, W, Re, Au, Cu, As, Ag, Se, Mo, Te, Bi).

В свою очередь элементы с повышенными содержаниями на месторождении Яхтон подразделены на три группы: 1) умеренно концентрирующиеся – в 1,6–5 раз (в последовательности увеличения кларков концентрации): In<Mn<Ba<Co; 2) сильно концентрирующиеся – в 5–40 раз: Cd<Sn<Pb; 3) аномально концентрирующиеся – в 40–16500 раз: Sb<W<Re<Au<Cu<As<Ag<Se<Mo<Te<Bi.

Корреляционным анализом рудогенных элементов установлены сильные корреляционные связи между золотом и серебром, мышьяком, вольфрамом, сурьмой, марганцем, свинцом, висмутом и др., которые обусловлены генетическими особенностями и стадийностью минералообразования.

Положительные корреляционные связи, установленные между парами элементов: Ag-Pb, Ag-Sb, Mn-W, Ge-W, Cu-Mo, Zn-Mo и др., обусловлены геохимическими особенностями элементов, а также явлением телескопирования различных ПМА. Сильная связь серебра с сурьмой (0,80) свидетельствует о наличии собственно-серебряной ПМА, с сульфосолями серебра.

Результаты корреляционного анализа показали очень сильные геохимические связи между содержаниями Rb, Cs, Sr, Zr, Nb и породообразующими компонентами, особенно с щелочами Na, K, Al. Также отмечается группа черных металлов (V, Ti, Cr), элементы которой имеют сильные геохимические связи.

Сильные положительные связи вольфрама с магнием, кальцием и марганцем обусловлены процессом скарнообразования и наложением шеелита. Попутные компоненты руд, такие как Se, Te, Bi, Ag, имеют высокие положительные коэффициенты корреляции между собой и с As, Sb. Это обусловлено близостью по времени образования, присутствием совместных

минералов этих элементов и телескопированием минералов различных стадий.

Характер распределения элементов на глубине показывает изменения кларков концентраций золота соответственно с изменением кларков концентрации мышьяка, вольфрама, висмута, серебра (рис. 3).

КК золота характеризуется значением 34,9 (в интервалах 0–100, 400–600 м); повышенными значениями (от 1681,7 до 4100) – в интервалах 100–400 и 600–700 м (рис. 3). Видимо, мы имеем дело со вторым ярусом оруденения на глубоких горизонтах.

Таким образом, первый ярус оруденения – в интервале 100–400 и второй – в интервале 600–700 м и, возможно, ещё глубже.

В интервале 200–400 м отмечаются повышенные КК серебра и сурьмы, это, видимо, связано с проявлением сульфосолей серебра. С глубиной КК сурьмы уменьшается (рис. 3).

В интервале 100–400 м наблюдается сходство графиков для полиметаллов, серебра и золота. Такой

характер изменчивости графиков указывает на рудную зону в интервале 100–400 м, в которой проявлены минералы раннесульфидной, полиметаллической и золото-серебряной стадий. На остальных графиках нет определенной зависимости.

Таким образом, изменчивость КК основных типоморфных элементов указывает на рудные зоны, проявление стадийности гипогенного минералообразования и телескопирования, а также перспективы глубоких горизонтов изученного объекта.

Исходя из вышеизложенного, можно заключить, что руда и рудовмещающие породы нижнего яруса месторождения Яхтон комплексного состава, т. е. кроме основных компонентов вольфрама и золота установлены anomalно повышенные содержания серебра, висмута, теллура, селена, молибдена, меди. Установленные повышенные содержания ряда попутных компонентов повышают ценность руды. Распределение КК по вертикали отражает стадийность гипогенного минералообразования.

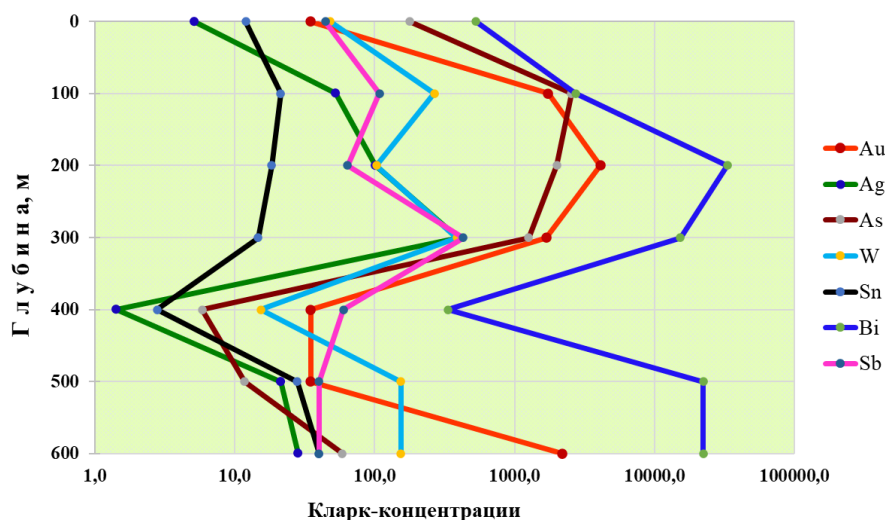


Рис. 3. Графики зависимости кларков-концентраций химических элементов

Fig. 3. Graphs of dependence of clarke concentrations of chemical elements

Минеральный состав руд и формы нахождения ценных компонентов

В процессе минералогических исследований было определено более 60 минералов и соединений в составе руд и рудовмещающих пород месторождения Яхтон. Минералы подразделены на группы – широко распространенные, минералы средней распространенности и мало распространенные (табл. 2).

В группу главных рудных минералов входят: пирит, арсенопирит, пирротин. Шеелит, самородное золото, электрум, серебро самородное также были отнесены к главным минералам, так как они являются минералами основных ценных компонентов руд.

Пираргирит, фрейбергит, гессит, Ag-халькопирит, висмут самородный, шеелит, тетрадимит, теллурид висмута, $PbBiAgSbS$, $BiSeTe$, $PbAgTe$, $PbSnSbFe$ соединения, галенит, висмут-селен, содержащий галенит, хедлаит, киноварь, висмутин, невскит, самородное золото и др. заверены результатами рентгено-

спектрального локального анализа на микрозонде Superprobe JXA-8800R.

Кварц, кальцит, калиевые полевые шпаты, плагиоклаз, пироксен, амфибол являются основными нерудными минералами. В подчиненном количестве отмечаются биотит, хлорит, серицит, гранат в составе руд и рудовмещающих пород. Из аксессуарных минералов установлены сфен, циркон, апатит, ильменит, рутил.

Содержание кварца в составе изученных проб достигает 40,14 %, плагиоклаза – от 16,0 до 46,52 %. КППШ составляет от 3,59 до 23,3 %. Содержание темноцветных минералов составляет 10,3–26,8 %. Сульфидные минералы представлены пиритом, пирротин, арсенопиритом. Содержание сульфидных минералов в составе проб составляет 0,84–4,32 %.

Рудная минерализация представлена вкраплениями, гнездовыми скоплениями, реже текстура рудных минералов прожилково-вкрапленная, прожилковая. Структура неравномерно зернистая, тонко-, средне-, аллотриоморфно зернистая (рис. 4).

По минеральному составу изученные пробы руд нижних ярусов месторождения Яхтон относятся к первичным рудам, т. е. рудные минералы представлены сульфидами и сульфосолями.

Основные и попутные компоненты образуют собственные минералы. Также по данным различных анализов мономинеральных фракций они входят в состав других минералов в виде примеси.

Таблица 2. Минеральный состав руд месторождения Яхтон

Table 2. Mineral composition of the ores of the Yakhton deposit

Распространение/Spread	Породообразующие/Rock-forming	Рудные минералы/Ore minerals
Широко-распространенные (главные) Widespread	Кварц, кальцит, калиевые полевые шпаты, плагиоклаз, пироксен, амфибол, глинистые минералы Quartz, calcite, potassium feldspars, plagioclase, pyroxene, amphibole, clay minerals	Пирит, арсенопирит, пирротин, шеелит, золото самородное, электрум, серебро самородное Pyrite, arsenopyrite, pyrrhotite, scheelite, native gold, electrum, native silver
Распространенные локально Locally spread	Биотит, хлорит, серицит, гранат Biotite, chlorite, sericite, garnet	Халькопирит, галенит, сфалерит, магнетит, гидроксиды железа, гематит, марказит, борнит, гессит, фрейбергит, полибазит, пираргирит, акантит, стефанит, антимонит, висмут самородный, висмутин, молибденит, медь самородная, блеклая руда, тетрадимит, жозеит, невискит, марказит, науманнит, виттихенит, борнит, клаусталит, креннерит, хедлаит, киноварь, PbAgTe, BiTeSbSe, PbBiAgS, BiSeTe, PbBiAgSbS, BiSe соединения Chalcopyrite, galena, sphalerite, magnetite, iron hydroxides, hematite, marcasite, bornite, hessite, freibergite, polybasite, pyrrargyrite, acanthite, stephanite, antimonite, native bismuth, bismuthine, molybdenite, native copper, fahlore, tetradymite, joseite, nevskite, marcasite, naumannite, wittichenite, bornite, claustalite, krennerite, hedlaite, cinnabar, PbAgTe, BiTeSbSe, PbBiAgS, BiSeTe, PbBiAgSbS, BiSe compounds
Акцессорные (редкие) Accessory (rare)	Сфен, циркон, апатит, монацит барит, целестин Sphene, zircon, apatite, monazite, barite, celestine	Ильменит, рутил, медная зелень Ilmenite, rutile, copper green

Самородное золото встречается в виде включений размером до 0,05 мм в нерудной массе, а также вкрапленно-точечной форме с самородным серебром по трещинам пород. Также золото самородное часто отмечается в виде вкрапления в пирите, арсенопирите, пироксене. Иногда самородное золото развивается по

межзерновым пространствам пирита и арсенопирита. Самородное золото часто ассоциирует с пиритом, арсенопиритом, самородным серебром, блеклой рудой, соединением Pb-Bi-Ag-S состава, самородным висмутом. Форма зерен точечная, округлая, ксеноморфная, треугольная (рис. 4, 5).

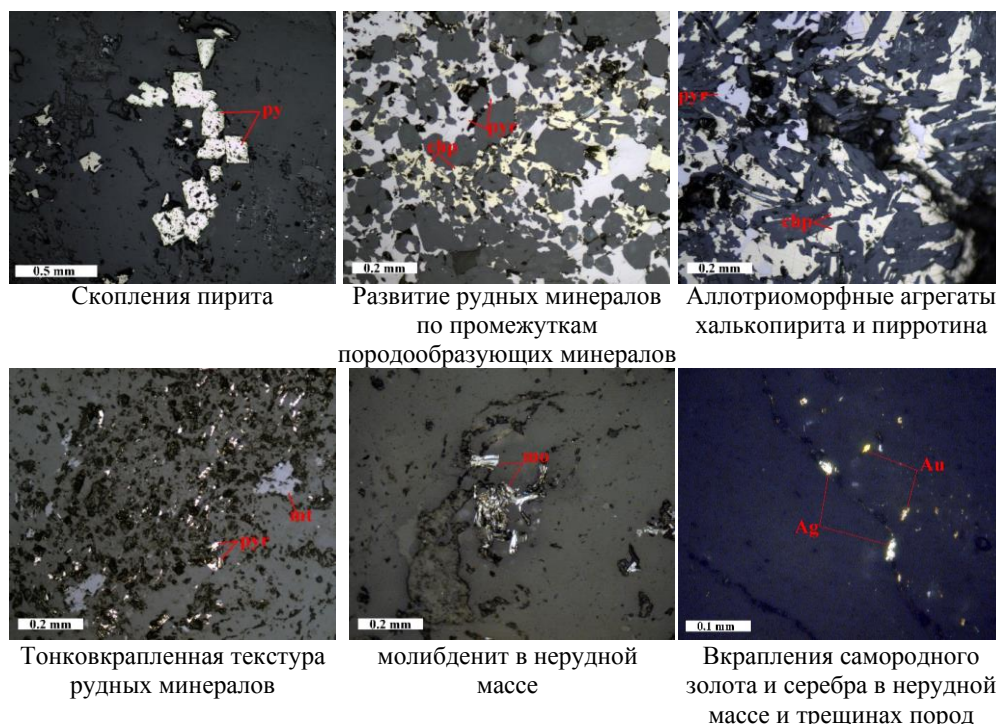


Рис. 4. Структурно-текстурные особенности рудных минералов. Фотография в отраженном свете: py – пирит, chp – халькопирит, pyr – пирротин, mt – магнетит, mo – молибденит, Au – золото самородное, Ag – серебро самородное
Fig. 4. Structural and textural features of ore minerals. Photography in reflected light: py – pyrite, chp – chalcopyrite, pyr – pyrrhotite, mt – magnetite, mo – molybdenite, Au – native gold, Ag – native silver

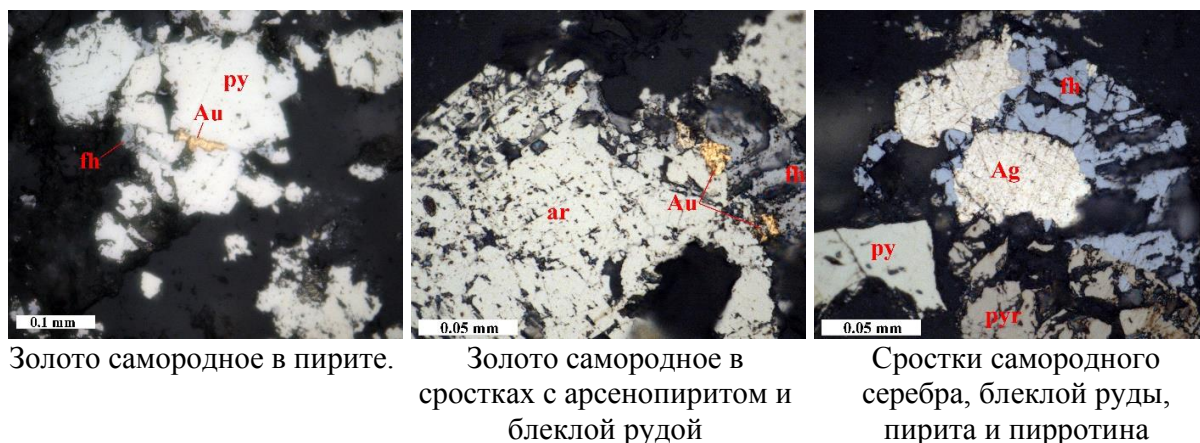


Рис. 5. Минералы благородных металлов. Фотография в отраженном свете: py – пирит, ar – арсенопирит, fh – блеклая руда, pyr – пирротин, Au – самородное золото, Ag – самородное серебро

Fig. 5. Minerals of precious metals. Photography in reflected light: py – pyrite, ar – arsenopyrite, fh – fahlore, pyr – pyrrhotite, Au – native gold, Ag – native silver

Состав золота установлен рентгеноспектральным локальным анализом. По классификации Н.В. Петровской [24] золото относится к относительно низкопробному и умеренно высокопробному. Состав самородного золота следующий: Au – 69,81–80,75 %, Ag – 17,07–27,25 %. Из элементов-примесей в составе самородного золота установлено железо – 0,4–2,95 %. Также по пробности некоторые зерна самородного золота соответствуют электруму: Au – 50,25–52,86 %, Ag – 46,39–49,01 %.

Из минералов серебра установлены: самородное серебро, электрум, сульфоантимониды серебра – фрейбергит, пираргирит, стефанит, полибазит, теллуриды серебра – гессит, селенид серебра – науманнит, сульфид свинца – акантит. Также установлены различные соединения серебра со свинцом, теллуrom, висмутом, сурьмой. Серебро входит в состав самородного золота, галенита, сульфидов висмута и свинца.

Самородное серебро встречается часто в виде единичных вкраплений в нерудной массе и в виде прожилков по трещинам, а также в сростках с сульфосолями, сульфидами, селенидами серебра, блеклой рудой, пирротинном, галенитом, пиритом, арсенопиритом

и др. рудными минералами. Размеры зерен до 0,2 мм. Форма зерен точечная, ксеноморфная. Ассоциирует чаще всего с самородным золотом, полибазитом, пираргиритом, пиритом, арсенопиритом (рис. 4, 5).

Минеральная форма нахождения вольфрама – шеелит. В основном отмечается в зонах скарнирования. Химический состав шеелита по данным рентгеноспектрального локального анализа под микрозондом следующий (%): W – 61,6–62,1; Ca – 14,28–14,33; O – 22,2–22,4; Mo – 0,27–0,29; Sr 0,41–0,80; Fe – 0,23–0,32.

Из минералов висмута установлены: висмут самородный, тетрадимит, висмутин, жозеит, виттихенит, различные соединения висмута с теллуrom, свинцом, серебром, селеном и др. Минералы висмута часто отмечаются в ассоциации друг с другом, а также с галенитом, минералами серебра, теллуrom, пиритом (рис. 5, 6). Часть висмутовых минералов диагностирована оптическим методом исследования, который был заверен рентгеноспектральным локальным анализом на микрозонде. Установленные повышенные содержания железа, серы, сурьмы за счет вмещающих или сростающихся минералов (табл. 3).

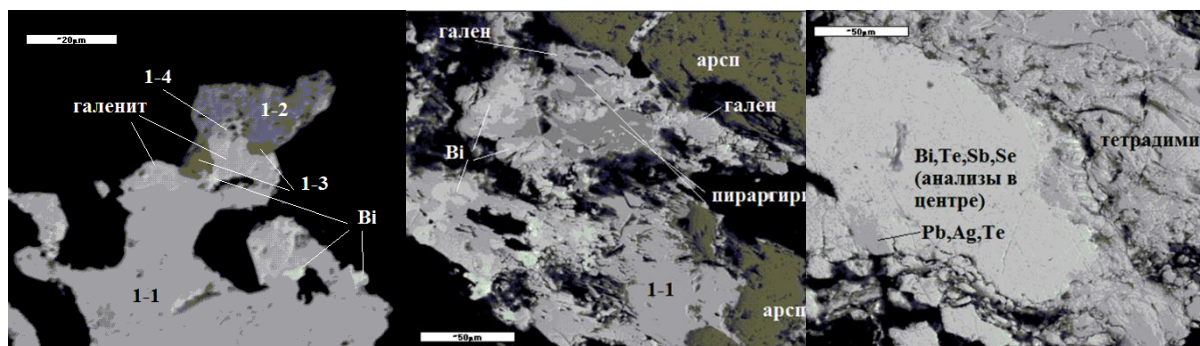


Рис. 6. Ассоциация минералов висмута. Фотография в обратно-отраженных электронах под микрозондом (1-1 – PbBiAgSbS соединение; 1-2 – пираргирит, 1-3 – фрейбергит, 1-4 – гессит)

Fig. 6. Association of bismuth minerals. Photography in backscattered electrons under a microprobe (1-1 – PbBiAgSbS compound; 1-2 – pyrrargyrite, 1-3 – freibergite, 1-4 – hessite)

Таблица 3. Химический состав некоторых редких минералов по результатам рентгеноспектрального локального анализа на микрозонде Jeol 8800R, %

Table 3. Chemical composition of some rare minerals according to the results of local X-ray spectral analysis on a Jeol 8800R microprobe, %

Минерал/Mineral	Формула/Formula	Ag	Te	Bi	Se	Sb	S	Fe	Cu	Σ
Гессит/Hessite	$Ag_{2,00}Te_{1,05}S_{0,02}$	61,04	37,94	н/о	н/о	н/о	0,22	н/о	н/о	99,2
	$Ag_{2,00}Te_{0,95}S_{0,01}$	63,99	36,02	н/о	н/о	н/о	0,14	н/о	н/о	100,2
	$Ag_{2,00}Te_{0,97}S_{0,05}Se_{0,00}$	63,42	36,57	н/о	0,05*	н/о	0,08*	н/о	н/о	99,99
	$Ag_{2,00}Te_{1,05}S_{0,02}$	64,98	33,9	1,01	н/о	н/о	0,51	н/о	н/о	100,4
Самородный висмут Native bismuth	Bi	н/о	н/о	95,79	н/о	3,78	н/о	0,43	н/о	100
	Bi	н/о	н/о	99,13	н/о	0,2	0,67	н/о	н/о	100
	Bi	н/о	н/о	99,2	н/о	н/о	н/о	0,8	н/о	100
	Bi	н/о	н/о	98,52	н/о	0,41	0,25	0,81	н/о	99,99
	Bi	н/о	н/о	95,1	н/о	4,2	0,24	0,62	н/о	100,2
	Bi	н/о	н/о	96,69	н/о	3,13	н/о	0,00*	н/о	99,82
	Bi	н/о	3,83	91,27	н/о	4,0	0,63	н/о	н/о	99,73
Хедлайт/Hedleyite	$Bi_{7,00}Te_{2,75}Se_{0,29}Sb_{0,40}S_{0,51}$	н/о	18,65	77,59	1,24	2,64	0,87	н/о	н/о	101
	$Bi_{7,00}Te_{2,62}Se_{0,22}Sb_{0,40}S_{0,75}$	н/о	17,75	77,78	0,96	2,6	1,28	н/о	н/о	100,4
	$Bi_{7,00}Te_{2,14}Se_{0,18}Sb_{0,46}S_{0,13}$	н/о	15,06	80,58	0,79	3,1	0,23	н/о	н/о	99,76
Селенид висмута Bismuth selenide	$Bi_{1,00}Se_{0,50}Te_{0,03}S_{0,27}$	н/о	1,55	78,56	14,81	н/о	3,32	3,62	н/о	101,9
	$Bi_{1,00}Se_{0,51}Te_{0,03}S_{0,27}$	н/о	1,46	76,01	14,5	н/о	3,65	4,36	н/о	99,98
Тетрадимит Tetradymite	$Bi_{2,00}Te_{1,87}S_{1,06}$	н/о	34,27	59,95	н/о	н/о	4,89	н/о	н/о	99,11
	$Bi_{2,00}Te_{1,77}S_{1,02}$	н/о	33,4	61,98	н/о	н/о	4,89	н/о	н/о	100,3
	$Bi_{2,00}Te_{1,53}S_{1,02}$	н/о	30,46	65,12	н/о	н/о	5,12	н/о	н/о	100,7
Пираргирит Pyargyrite	$Ag_{3,00}Sb_{1,13}S_{2,95}$	58,35	н/о	н/о	н/о	25,0	17,11	н/о	н/о	100,42
	$Ag_{3,00}Sb_{1,12}S_{3,04}$	58,53	н/о	н/о	н/о	24,7	17,68	н/о	0,29	100,93
Фрейбергит Freibergite	$Ag_6Cu_{4,08}Fe_{1,77}Sb_{4,9}S_{13,45}$	31,84	н/о	н/о	н/о	29,5	21,25	4,89	12,8	н/о
	$Ag_6Cu_{4,17}Fe_{1,87}Sb_{4,88}S_{13,38}$	31,48	н/о	н/о	н/о	29,0	20,91	5,09	12,9	н/о

*н/о – не обнаружено/not detected.

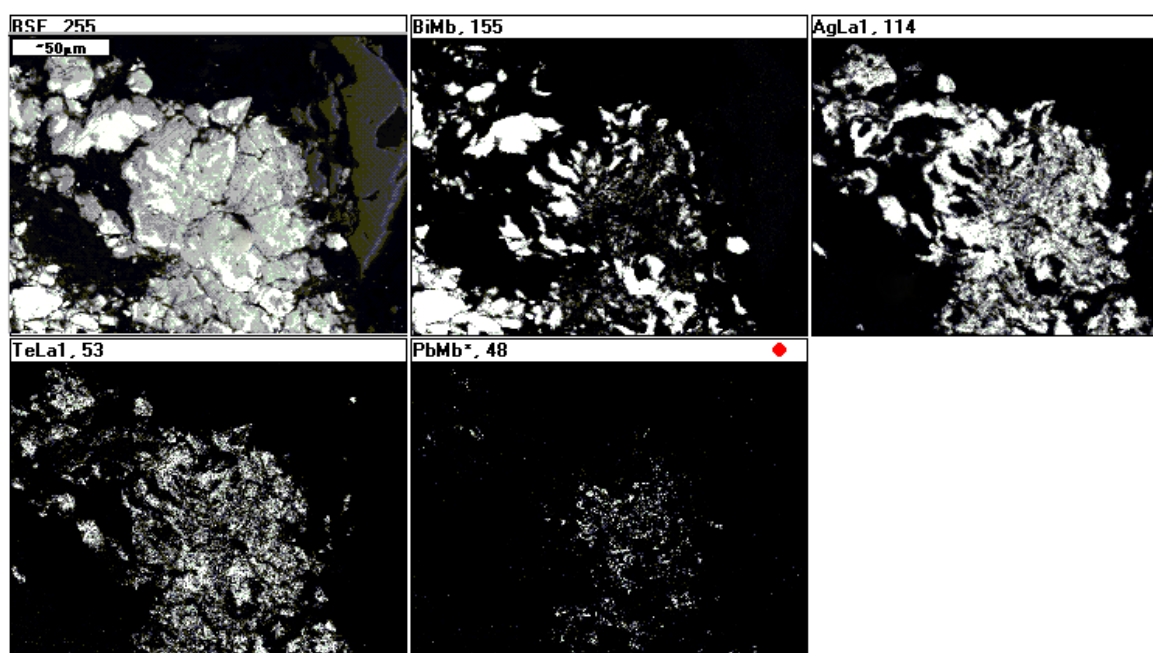


Рис. 7. Растровые картинки распределения элементов. Срастание самородного висмута и гессита с примесью свинца. Фотография в характеристических рентгеновских излучениях

Fig. 7. Raster picture of the distribution of elements. Intergrowth of native bismuth and hessite with an admixture of lead. Photography is in characteristic X-rays

Пирит является самым широко распространенным рудным минералом. Отмечается в виде вкраплений, прожилков, скоплений. Встречаются агрегативные сростки пирита с пирротинном, арсенопиритом, халькопиритом, галенитом и др. По трещинам пирита развиваются более поздние минералы, такие как галенит, халькопирит. Установлены вкрапления самородного золота в пирите (рис. 4, 5, 8).

Арсенопирит также относится к распространённым минералам. Установлен в сростках с пиритом, самородным золотом, блеклой рудой, галенитом, самородным висмутом, висмутином (рис. 5, 6, 8).

Пирротин является одним из широко распространенных рудных минералов. Содержание минерала в описанных аншлифах составляет от частых зерен до 5–7 %. Отмечается в виде вкраплений, скоплений, аг-

регативных сростаний с халькопиритом, пиритом, висмутином, самородным висмутом, блеклой рудой и др. Часто заполняет межзерновые пространства не-

рудных минералов вместе с халькопиритом и образует аллотриоморфные агрегаты (рис. 4, 5).

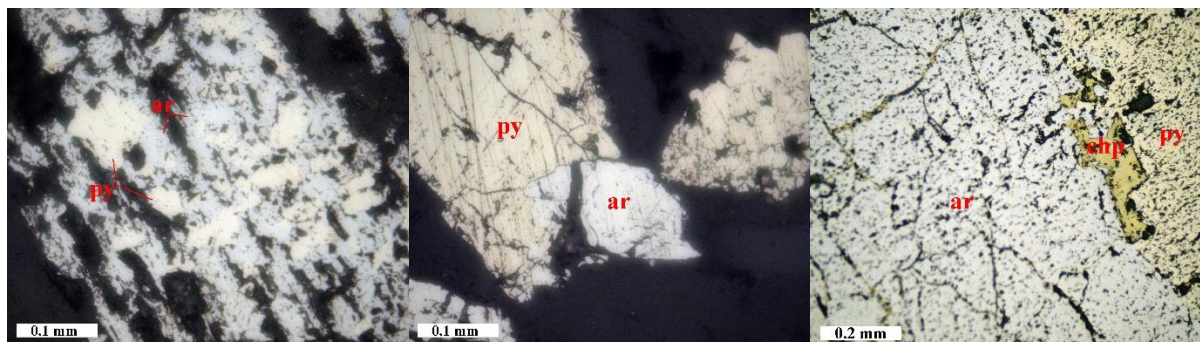


Рис. 8 Сростки пирита (py) с арсенопиритом (ar) и халькопиритом (chp)

Fig. 8. Intergrowths of pyrite (py) with arsenopyrite (ar) and chalcopyrite (chp)

Схема гипогенного минералообразования

Если обобщить результаты всех полученных минералогических данных, то можно заключить, что процесс гипогенного минералообразования на месторождении Яхтон был длительным. Процесс рудообразования начался с образования скарнов в пневматолито-гидротермальный этап и продолжался в собственно гидротермальный этап.

Последовательность рудообразования была установлена на основе изучения характера сростаний, взаимоотношения минералов, их ассоциаций. По данным В.А. Жарикова [25] температура образования волластонитовой фации скарнов составляет 600–700 °С, пироксен-гранатовая – 600–500 (450) °С, пироксен-эпидотовая – 450 (500)–400 °С. Температурные границы между фациями в большей или меньшей степени зависят от глубинности, приведенные выше цифры отвечают давлению 1,0 кб, или глубине 4–6 км [25]. Следующие гидротермальные процессы происходят при температуре ниже 400–500 °С.

Вольфрамовая минерализация связана со скарнами, измененными известняками. Золотая минерализация приурочена к зонам изменений в гранитоидах. Частота встречаемости повышенных содержаний золота и сопутствующих элементов золота в гранитоидных породах значительно выше, чем в известняках.

По выявленным минералам на месторождении Яхтон в гидротермальном этапе установлены следующие стадии минералообразования: силикатно-карбонатная, ранняя окисная, вольфрамовая, ранне-сульфидная, полиметаллическая, золото-серебряная, поздняя окисная, сульфатная, сурьмяная, карбонатно-фторидная и карбонатно-силикатная с соответствующими ПМА (табл. 4).

В силикатно-карбонатную стадию формировалась карбонат-кварц-хлоритовая ПМА, имеющая слабое развитие на месторождении. С ранней окисной стадией связана распространенная магнетит-гематитовая, а со стадией вольфрамовой альбит-шеелитовая ПМА. Альбит-шеелитовая ПМА отмечается в зонах скарни-

рования и окварцевания карбонатных пород, в контактовых позициях с интрузивными породами.

В раннесульфидную стадию образовались кварц-молибденитовая, халькопирит-пирротиновая, пирит-арсенопиритовая и халькопирит-висмутовая ПМА.

Кварц-молибденитовая ПМА встречается на участках окварцевания в виде вкраплений, скоплений молибденита.

Халькопирит-пирротиновая ПМА встречается спорадически, местами имеет широкое проявление.

Пирит-арсенопиритовая с золотом ПМА является самой широко распространенной на месторождении и основной продуктивной на золотое оруденение.

Халькопирит-висмутовая ПМА на месторождении представлена висмутином, самородным висмутом, тетрадимитом, другими минералами висмута и довольно широко распространена.

В полиметаллическую стадию формируются сфалерит-халькопирит-галенитовая и галенит-блеклорудная ПМА. Минералы этих ПМА слабо проявлены и встречаются в виде единичных включений в изученных аншлифах.

Золото-серебряная стадия рудообразования начинается с образования тетрадимит-теллуровисмутитовой ПМА. Типичными минералами этой ПМА являются тетрадимит, жозеит в изученных аншлифах.

Типичными минералами золото-гесситовой ПМА золото-серебряной стадии рудообразования являются селениды и теллуриды золота и серебра. Из минералов этой ПМА в изученных аншлифах установлены гессит, креннерит. Минералы собственно серебряной ПМА представлены самородным серебром, сульфоантимонидами серебра, акантитом, блеклой рудой и достаточно широко проявлены в изученных аншлифах.

Более поздние ПМА не очень широко проявлены на объекте. В единичных зернах из поздних минеральных ассоциаций установлены антимонит, барит, целестин. Завершает процесс минералообразования пострудная кальцит-кварцевая ПМА.

Таблица 4. Сводная схема гипогенного минералообразования рудных месторождений Узбекистана [12]

Table 4. Summary scheme of hypogene mineral formation of ore deposits in Uzbekistan [12]

Этапы Stages	Стадии Phases	ПМА PMA	Типоморфные минералы Typomorphic minerals	Распространенность Commonness
Гидротермальный Hydrothermal	Карбонатно-силикатная Carbonate-silicate	Карбонат-кварцевая Carbonate-quartz	Кварц, кальцит Quartz, calcite	+
	Карбонатно-фторидная Carbonate-fluoride	Кварц-кальцит-барит-флюоритовая Quartz-calcite-barite-fluorite	Кальцит, кварц, барит , флюорит, целестин Calcite, quartz, barite , fluorite, celestite	+
	Сурьмяная/Antimony	Кварц-антимонитовая Quartz-antimonite	Кварц, антимонит , сурьма, кальцит, киноварь Quartz, antimonite , antimony, calcite, cinnabar	+
	Сульфатная/Sulfate	Кварц-барит-галенитовая Quartz-barite-galena	Галенит, барит , целестин , халькопирит, кварц, кальцит Galena, barite, celestite , chalcopryite, quartz, calcite	+
	Поздняя окисная Late oxide	Кварц-гематитовая Quartz-hematite	Кварц, гематит, кальцит, хлорит Quartz, hematite, calcite, chlorite	+
	Золото-серебряная Gold-silver	Собственно серебряная Own silver	Серебро самородное, пираргирит , кераргирит, полибазит, аргентит , манган-кальцит, халькопирит, блеклая руда Native silver, pyrrargyrite, kerargyrite, polybasite, argentite, manganese-calcite, chalcopryite, fahlore	+++
		Золото-серебряная Gold-silver	Золото, борнит , халькозин, кюстелит халькопирит, кварц, кальцит, электрум Gold, bornite, chalcocite, kustelite, chalcopryite, quartz, calcite, electrum	++
		Золото-гесситовая Gold-hessite	Золото, гессит , калаверит, алтаит, сиванит, петцит, креннерит Gold, hessite, calaverite, altaite, sylvanite, petzite, krennerite	++
		Тетрадимит-теллуровисмутитовая Tetradymite-tellurobismuthite	Тетрадимит, теллуровисмутит , халькопирит, жозент , бурнонит, джемсонит Tetradymite, tellurobismuthite, chalcopryite, joseite, bournonite, jamsonite	++
	Полиметаллическая Polymetallic	Галенит-блеклорудная Galena-fahlore	Галенит, блеклая руда, сфалерит , кварц, кальцит Galena, fahlore, sphalerite, quartz, calcite	+
		Сфалерит-халькопирит-галенитовая Sphalerite-chalcopryite-galena	Сфалерит, халькопирит, галенит , кальцит, хлорит Sphalerite, chalcopryite, galena, calcite, chlorite	+
	Ранне-сульфидная Early sulfide	Халькопирит-висмутитовая Chalcopryite-bismuth	Халькопирит, висмутин, клапротит, виттихенит , борнит, самородный висмут , гладит, эмлектит, бенжаминит Chalcopryite, bismuthine, claproite, wittichenite, bornite, native bismuth, ironite, emplectite, benjaminite	++
		Пирит-арсенопиритовая с золотом Pyrite-arsenopyrite with gold	Кварц, пирит, арсенопирит, золото , кобальтин, энаргит, леллингит, сафлорит, кубанит Quartz, pyrite, arsenopyrite, gold , cobaltite, enargite, lellingite, safflorite, cubanite	+++
		Халькопирит-пирротитовая Chalcopryite-pyrrhotite	Пирротин, халькопирит, марказит Pyrrhotite, chalcopryite, marcasite	+++
		Кварц-молибденитовая Quartz-molybdenite	Кварц, молибденит , пирит, шеелит, халькопирит Quartz, molybdenite , pyrite, scheelite, chalcopryite	+++
	Вольфраматов Tungstate	Альбит-шеелитовая Albite-scheelite	Кварц, альбит, шеелит , вольфрамит, серицит, кальцит Quartz, albite, scheelite , wolframite, sericite, calcite	+++
	Ранняя окисная Early oxide	Магнетит-гематитовая Magnetite-hematite	Гематит, магнетит, пирит , эпидот, серпентин Hematite, magnetite, pyrite, epidote, serpentine	++
	Силикатно-карбонатная Silicate-carbonate	Карбонат-кварц-хлоритовая Carbonate-quartz-chlorite	Кварц, хлорит, гематит, пирит Quartz, chlorite, hematite, pyrite	+
Пневмато-гидротермальный Pneumatic-hydrothermal	Водных силикатов Hydrous silicates	Кварц-серицитовая Quartz-sericite	Кварц, мусковит, серицит, касситерит, олово самородное Quartz, muscovite, sericite, cassiterite, native tin	+
		Кварц-турмалиновая Quartz-tourmaline	Кварц, турмалин Quartz, tourmaline	+
		Эпидот-амфиболовая Epidote-amphibole	Эпидот, актинолит, тремолит, ортоклаз Epidote, actinolite, tremolite, orthoclase	++
	Безводных силикатов Anhydrous silicates	Волластонит-родонитовая Wollastonite-rhodonite	Бустамит, родонит, волластонит Bustamit, rhodonite, wollastonite	+
		Гранат-пироксеновая Garnet-pyroxene	Пироксен, гранат, магнетит Pyroxene, garnet, magnetite	+++

Примечание: жирным выделены установленные типичные минералы каждой ПМА на месторождении Яхтон; «+» – слабое проявление; «++» – среднее проявление; «+++» – широкое проявление на месторождении Яхтон.
Note: typical minerals of each PMA at the Yakhton deposit are in bold; «+» – weak occurrence; «++» – medium occurrence; «+++» – wide occurrence at the Yakhton deposit.

Заклучение

Руда и рудовмещающие породы месторождения Яхтон алюмосиликатного (гранитоиды) и карбонатного (скарны, известняки) состава. Руды месторождения Яхтон комплексные. Золото и вольфрам являются основными ценными компонентами руд. Для метасоматически измененных гранитоидов характерны повышенные содержания золота. В скарнированных породах отмечаются высокие содержания вольфрама. Из попутных компонентов в составе руд представляют интерес серебро, теллур, селен, висмут, молибден, медь

Содержание золота в рудах – до 4,45 г/т, оксида вольфрама – до 0,33 %. Элементы с повышенными содержаниями подразделены на три группы: 1) умеренно концентрирующиеся – в 1,6–5 раз (в последовательности увеличения кларков концентрации): $\text{In} < \text{Mn} < \text{Ba} < \text{Co}$; 2) сильно концентрирующиеся – в 5–40 раз: $\text{Cd} < \text{Sn} < \text{Pb}$; 3) аномально концентрирующиеся – в 40–16500 раз: $\text{Sb} < \text{W} < \text{Re} < \text{Au} < \text{Cu} < \text{As} < \text{Ag} < \text{Se} < \text{Mo} < \text{Te} < \text{Bi}$.

Установленные сильные корреляционные связи золота с мышьяком указывают на их генетическую связь в виде пирит-арсенопиритовой с золотом ПМА. Также отмечаются положительные связи между содержаниями золота и вольфрама, серебра, сурьмы, висмута, которые обусловлены генетическими особенностями и стадийностью минералообразования, т. е. явлением телескопирования различных ПМА. Сильная связь серебра с сурьмой доказывается наличием собственно серебряной ПМА с сульфосолями серебра.

Установленные сильные положительные связи вольфрама с магнием, кальцием и марганцем обусловлены процессом скарнообразования и наложением шеелита. В результате минералого-геохимических исследований установлены два горизонта рудообразования. Первый ярус оруденения – в интервале 100–400 м и второй – в интервале 600–700 м и, возможно, глубже. Повышенные содержания сурьмы, серебра, свинца, мышьяка, цинка, висмута, золота в интервале 100–400 м указывают, что в этом интервале проявлены минералы раннесульфидной, полиметаллической и золото-серебряной стадий.

На глубоких горизонтах широко проявлены пирит-арсенопиритовая с золотом ПМА, которая также

отмечается повышением содержания мышьяка. Также с глубиной увеличиваются содержания вольфрама, олова, связанные с ранними стадиями минералообразования (ранней окисной и вольфраматов).

Если сравнить выявленные минералы и минералы в обобщенной схеме гипогенного минералообразования рудных месторождений Узбекистана, то можно заключить, что процессе минералообразования на месторождении был длительным. Многообразие минерального состава связано с распространенным явлением телескопирования. Комплексность руд месторождения подтвердилась результатами аналитических исследований, которые приведены в таблицах.

Процесс рудообразования начался с образования скарнов в пневмато-гидротермальный этап и собственно оруденения в гидротермальный этап.

Вольфрамовая минерализация формировалась по раннее образованным скарнам и скарноидам, а также по измененным известнякам. Золотая минерализация приурочена к зонам метасоматических изменений в гранитоидах. Частота встречаемости повышенных содержаний золота и сопутствующих элементов золота в гранитоидах значительно выше, чем в известняках.

Пирит-арсенопиритовая с золотом ПМА является самой широко распространенной в изученных пробах и основной продуктивной на золотое оруденение. Золото-серебряная стадия гипогенного минералообразования представлена минералами тетрадимит-теллуrowисмутитовой, золото-гесситовой, золото-серебряной, собственно серебряной ПМА.

Более поздние ПМА не очень широко проявлены на месторождении. Завершает процесс минералообразования пострудная кальцит-кварцевая ПМА.

Исходя из вышеизложенного, можно заключить, что распределение элементов по вертикали отражает стадийность гипогенного минералообразования. Телескопирование нескольких ПМА обусловило образование комплексных руд и крупного по масштабу месторождения Яхтон. Кроме золота, вольфрама, серебра, в руде месторождения Яхтон имеют практический интерес следующие элементы: медь, висмут, селен, теллур, молибден и др. Установленные повышенные содержания ряда попутных компонентов повышают ценность руды и в целом объекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Minerals Commodity Summaries, U.S. Geological Survey. – Reston, Virginia, 2022. – P. 202. URL: <https://doi.org/10.3133/mcs2022> (дата обращения 15.01.2023).
2. Геодинамика северной окраины Туркестанского палеоокеанического бассейна и некоторые особенности формирования золоторудных месторождений Узбекистана / Т.Н. Далимов, Р.И. Конеев, И.Н. Ганиев, Х.Д. Ишбаев // Тезисы докладов международного совещания. – М., 2002. – С. 142–144.
3. Gold and base metal metallogeny of the Central Asian orogenic supercollage: Society of Economic Geology / A.S. Yakubchuk, V.V. Shatov, D. Kirwin, A. Edwards, O. Tomurtogoo, G. Bardach, V.A. Buryak // Inc. Economic Geology. – 2005. – 100th Anniversary Volume. – P. 1035–1068.
4. Phanerozoic continental growth and gold metallogeny of Asia / R.J. Goldfarb, R.D. Taylor, G.S. Collins, N.A. Goryachev, O.F. Orlandini // Gondwana Res. – 2014. – V. 25. – P. 48–102.
5. Goldfarb R.J., Конеев Р.И., Холматов Р.А., Кривошеева А.Н. Нахождения и микро-наноансамбли золота – индикаторы условий образования, размещения и типизации орогенных месторождений Узбекистана (Южный Тянь-Шань) // Записки Российского минералогического общества. – 2019. – № 4. – С. 30–45. URL: <https://doi.org/10.30695/zrmo/2019.1484.02> (дата обращения 15.01.2023).
6. Цой В.Д., Королева И.В., Алимов Ш.П. Природные типы руд золоторудных месторождений Узбекистана. – Ташкент, Изд-во ГПИ «НИИМР», 2015. – 156 с.
7. Age and source constraints for the giant Muruntau gold deposits, Uzbekistan, from coupled Re-Os-He isotopes in arsenopyrite / R. Morelli, R. Creaser, R. Seltmann, F. Stuart, D. Selby, T. Graupner // Geological Society of America. Geology. – 2007. – V. 35. – № 9. – P. 795–798.
8. Костицын Ю.А. Rb-Sr система пород и минералов месторождения Мурунтау: автореф. дис. ... канд. наук. – М., 1991. – 23 с.

9. Koneev R.I., Seltmann R. South Tien Shan orogenic belt: structure, magmatism and gold mineralization (Uzbekistan) // *Geophysical Research Abstracts*. – 2014. – V. 16. – EGU2014-7384-1.
10. Конеев Р.И., Халматов Р.А., Мун Ю.С. Золоторудные месторождения Узбекистана: минералого-геохимический стиль, закономерности размещения и формирования // *Геология и минеральные ресурсы*. – 2009. – № 4. – С. 11–24.
11. Хамрабаев И.Х. Петролого-геохимические критерии рудоносности магматических комплексов (на примере Узбекистана). – Ташкент: Фан, 1969. – 471 с.
12. Цой В.Д., Королева И.В., Сайитов С.С., Булин С.Е. Стадийность гипогенного минералообразования рудных месторождений Узбекистана и её значение при оценке перспективности разведываемых объектов // *Геология и минеральные ресурсы*. – 2021. – № 1. – С. 15–18.
13. Gold ore deposits of Uzbekistan: geochemistry, nanomineralogy of tellurium and selenium / R.I. Koneev, Ye. Ignatkov, A.H. Turesebekov, U. Aripov, R. Khalmatov, O. Kodirov, M. Usmanov // *Geochemistry, mineralogy and petrology*. – 2005. – IGCP-486. – P. 102–107. URL: <https://www.researchgate.net/publication/228374229> (дата обращения 15.01.2023).
14. New data on the absolute age of magmatism and gold mineralization in Uzbekistan / R. Seltmann, R.I. Koneev, F.K. Divaev, R.A. Khalmatov // *Geology and Mineral Resources*. – 2014. – № 2. – P. 10–15.
15. Рудные месторождения Узбекистана / отв. ред. Н.А. Ахмедов. – Ташкент, Изд-во «ИМР», 2001. – 661 с.
16. Ушаков В.Н., Кренделев Ф.П., Воронич В.А. Оценка золоторудных и шеелитовых месторождений. – Новосибирск, Изд-во «Наука», 1976. – 110 с.
17. Rozikov O.T. Genetic types of rare mineral gold of Western Uzbekistan (Southern Tien-Shan) // *The American Journal of Applied Sciences*. – 2020. – P. 61–67. DOI: <https://doi.org/10.37547/tajas/Volume02Issue12-10>.
18. Ярбобоев Т.Н., Султанов Ш.А., Очилов И.С. Основные дайковые серии северной части Чакылкалянского мегаблока и их потенциальная рудоносность (на примере Яхтонского дайкового роя, Южный Узбекистан) // *Бюллетень науки и практики*. – 2020. – Т. 6. – № 11. – С. 104–116. URL: <https://doi.org/10.33619/2414-2948/60/10> (дата обращения 15.01.2023).
19. Исмаилов М. Среда и скарновое минералообразование (на примере скарново-шеелитовых и волластонитовых месторождений Западного Узбекистана: авт. дис. д-ра наук. – Ташкент, 1995. – 55 с.
20. Jurayev M.N., Jumagulov A.B., Muhammadiyev B.U. Localization conditions and basic geochemical characteristics of apogranitoid tungsten mining in the lower tier of the Yachton deposit // *Science and innovation international scientific journal*. – 2023. – V. 2. – Iss. 1 January. – P. 192–201.
21. Жураев М.Н., Тураев Т.Н., Мухаммадиев Б.У. Геохимические особенности апогранитоидного вольфрамового оруденения (на примере нижнего яруса месторождения Яхтон) // *Отечественная геология*. – 2018. – № 6/2018. – С. 43–50. DOI: 10.24411/0869-7175-2018-100026.
22. Тураев Т.Н., Акбаров Х.А., Жураев М.Н. О роли магматических образований Яхтонского рудного поля в формировании вольфрамового оруденения (Чакылкаляские горы) // *Горный вестник Узбекистана*. – 2019. – № 3. – С. 35–41.
23. Вещественный состав руд участка Северо-Западный Кызылалмасайского рудного поля / С.С. Сайитов, В.Д. Цой, О.А. Халиков, Р.Д. Печерский, С.Е. Булин, Ш.М. Расулов // *Геология и минеральные ресурсы*. – 2022. – № 3. – С. 27–32.
24. Петровская Н.В. Самородное золото. – М.: Изд-во «Наука», 1973. – 347 с.
25. Жариков В.А., Омеляненко Б.И. Некоторые проблемы изучения изменений вмещающих пород в связи с металлогеническими исследованиями // *Изучение закономерностей размещения минерализации при металлогенических исследованиях*. – М.: Изд-во «Недра», 1965. – С. 119–194.

Поступила: 31.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 13.03.2023 г.

Информация об авторах

Сайитов С.С., PhD, начальник отдела Минералогических исследований ГУ «Институт минеральных ресурсов».

Цой В.Д., доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник ГУ «Институт минеральных ресурсов».

UDC (549+550.4):553.463(575.14)

MINERALOGICAL AND GEOCHEMICAL FEATURES AND PROSPECTS FOR COMPLEX MINERALIZATION OF THE YAKHTON DEPOSIT (MOUNTAINS CHAKYL-KALYAN, UZBEKISTAN)

Sardor S. Sayitov¹,
sardorsayitov@gmail.com

Vladimir D. Tsoi¹,
vtsoi@inbox.ru

¹ Institute of Mineral Resources,
64, Olimlar street, Tashkent, 100164, Uzbekistan.

The relevance. The results of mineralogical and geochemical studies increase the efficiency of exploration work, since reliable knowledge about the distribution of useful components and their finding forms in various types of ores, character of distribution, their intergrowth, sequence of hypogene mineral formation are necessary for predicting the ore potential of objects and determining the directions of geological exploration. In addition, the data of mineralogical and geochemical studies are used in the development of a rational scheme for the enrichment of ores and ensure the complex processing and use of mineral resources.

The main aim of the research is to study the material composition and mineralogical and geochemical features of ores and ore-bearing rocks.

Object of the research is Yakhton deposit, located in the Chakyl-Kalyan mountains of Uzbekistan, which is known as a skarn tungsten object with associated gold. The results of recent exploration work have shown high prospects of the object for gold mineralization. Industrial grades of gold with a complex of associated components were established in the zones of metasomatic alteration of granitoids.

Methods. Chemical composition of ores was studied by silicate, spectral semi-quantitative, ICP-mass spectrometric, atomic absorption, chemical research methods. Mineral composition of ores was established by complex analyzes: optical microscopy in transmitted and reflected light, mineralogical analysis of heavy fractions, X-ray spectral local analysis under a microprobe.

Results. Ore and ore-bearing rocks of Yakhton deposit are aluminosilicate (granitoid) and carbonate (skarns, limestones) composition. The ores of the Yakhton deposit are complex. The content of gold in the composition of ores is up to 4.45 g/t, tungsten oxide is up to 0.33 %. In the sequence of increasing concentration clarks in the composition of ores, the following series of elements with clark concentrations of 40–16500 times was established: Sb<W<Re<Au<Cu<As<Ag<Se<Mo<Te<Bi. The mineral form of gold is native gold, electrum. The pyrite-arsenopyrite paragenetic mineral association is the main productive one for gold mineralization. The manifestation of the gold-silver stage and the telescoping of several paragenetic mineral association are due to the formation of complex ores.

Key words:

ore, chemical, mineral composition, granitoids, native gold, pyrite, impurity elements, Yakhton deposit, Chakyl-Kalyan mountains, Uzbekistan.

REFERENCES

1. *Minerals Commodity Summaries*, U.S. Geological Survey. Reston, Virginia, 2022. 202 p. Available at: <https://doi.org/10.3133/mcs2022> (accessed 15 January 2023).
2. Dalimov T.N., Koneev R.I., Ganiev I.N., Ishbaev Kh.D. Geodinamika severnoy okrainy Turkestanskogo paleoceanicheskogo basseyna i nekotorye osobennosti formirovaniya zolotorudnykh mestorozhdeniy Uzbekistana [Geodynamics of the northern margin of the Turkestan paleoceanic basin and some features of the formation of gold deposits in Uzbekistan]. *Tezisy dokladov mezhdunarodnogo soveshchaniya* [Abstracts of the international conference]. Moscow, 2002. pp. 142–144.
3. Yakubchuk A.S., Shatov V.V., Kirwin D., Edwards A., O. Tomurtogoo, Bardach G., Buryak V.A. Gold and base metal metallogeny of the central asian orogenic supercollage: society of economic geology. *Inc. Economic Geology*, 2005, 100th Anniversary vol., pp. 1035–1068.
4. Goldfarb R.J., Taylor R.D., Collins G.S., Goryachev N.A., Orlan-dini O.F. Phanerozoic continental growth and gold metallogeny of Asia. *Gondwana Res.*, 2014, vol. 25, pp. 48–102.
5. Koneev R.I., Kholmatov R.A., Krivosheeva A.N. Findings and micro-nanoensembles of gold – indicators of the conditions for the formation, placement and typification of orogenic deposits in Uzbekistan (Southern Tien Shan). *Notes of the Russian Mineralogical Society*, 2019, no. 4, pp. 30–45. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.30695/zrmo/2019.1484.02> (accessed 15 January 2023).
6. Tsoi V.D., Koroleva I.V., Alimov Sh.P. *Prirodnye tipy rud zolotorudnykh mestorozhdeniy Uzbekistana* [Natural types of ores of gold deposits in Uzbekistan]. Tashkent, NIIMR Publ., 2015. 156 p.
7. Morelli R., Creaser R., Seltmann R., Stuart F., Selby D., Graupner T. Age and source constraints for the giant Muruntau gold deposits, Uzbekistan, from coupled Re-Os-He isotopes in arsenopyrite. *Geological Society of America, Geology*, 2007, vol. 35, no. 9, pp. 795–798.
8. Kostitsyn Yu.A. *Rb-Sr sistema porod i mineralov mestorozhdeniya Muruntau*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Rb-Sr system of rocks and minerals of the Muruntau deposit. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 1991. 23 p.
9. Koneev R.I., Seltmann R. South Tien Shan orogenic belt: structure, magmatism and gold mineralization (Uzbekistan). *Geophysical Research Abstracts*, 2014, vol. 16. EGU2014-7384-1.
10. Koneev R.I., Khalmatov R.A., Moon Yu.S. Gold deposits of Uzbekistan: mineralogical and geochemical style, regularities of location and formation. *Geology and mineral resources*, 2009, no. 4, pp. 11–24. In Rus.
11. Khamrabaev I.Kh. *Petrologo-geokhimicheskie kriterii rudonosnosti magmaticheskikh kompleksov (na primere Uzbekistana)* [Petrological and geochemical criteria for the ore content of igneous complexes (on the example of Uzbekistan)]. Tashkent, Fan Publ., 1969. 471 p.
12. Tsoi V.D., Koroleva I.V., Saitov S.S., Bulin S.E. Stages of hypogene mineral formation of ore deposits in Uzbekistan and its significance in assessing the prospects of explored objects. *Geology and Mineral Resources*, 2021, no. 1, pp. 15–18. In Rus.
13. Koneev R.I., Iqnatikov Ye., Turesbekov A.H., Aripov U., Khalmatov R., Kodirov O., Usmanov M. Gold ore deposits of Uzbekistan: geochemistry, nanomineralogy of tellurium and selenium. *Geochemistry, mineralogy and petrology*, 2005, IGCP-486, pp. 102–107. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/228374229> (accessed 15 January 2023).

14. Selmann R., Koneev R.I., Divaev F.K., Khalmatov R.A. New data on the absolute age of magmatism and gold mineralization in Uzbekistan. *Geology and Mineral Resources*, 2014, no. 2, pp. 10–15.
15. *Rudnye mestorozhdeniya Uzbekistana* [Ore deposits of Uzbekistan]. Ed. by N.A. Akhmedov. Tashkent, IMR Publ., 2001. 661 p.
16. Ushakov V.N., Krendel'ev F.P., Voronich V.A. *Otsenka zolotorudnykh i sheelitovykh mestorozhdeniy* [Evaluation of gold and scheelite deposits]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1976. 110 p.
17. Rozikov O.T. Genetic types of rare mineral gold of Western Uzbekistan (Southern Tien-Shan). *The American Journal of Applied Sciences*, 2020, pp. 61–67. DOI: <https://doi.org/10.37547/tajas/Volume02Issue12-10>.
18. Yarbobeov T.N., Sultanov Sh.A., Ochilov I.S. Main dike series of the northern part of the Chakylkalyan megablock and their potential ore content (on the example of the Yakhton dike swarm, Southern Uzbekistan). *Bulletin of Science and Practice*, 2020, vol. 6, no. 11, pp. 104–116. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.33619/2414-2948/60/10> (accessed 15 January 2023).
19. Ismailov M. *Sreda i skarnovoe mineraloobrazovanie (na primere skarnovo-sheelitovykh i wollastonitovykh mestorozhdeniy Zapadnogo Uzbekistana)*. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk. [Environment and skarn mineral formation (on the example of skarn-scheelite and wollastonite deposits of Western Uzbekistan). Dr. Diss. Abstract]. Tashkent, 1995. 55 p.
20. Jurayev M.N., Jumagulov A.B., Muhammadiyev B.U. Localization conditions and basic geochemical characteristics of apogranitoid tungsten mining in the lower tier of the Yakhton deposit. *Science and innovation international scientific journal*, 2023, vol. 2, Iss. 1 January, pp. 192–201. In Rus.
21. Juraev M.N., Turaev T.N., Muhammadiev B.U. Geochemical features of apogranitoid tungsten mineralization (on the example of the lower stage of the Yakhton deposit). *Otechestvennaya geologiya*, 2018, no. 6/2018, pp. 43–50. In Rus. DOI: 10.24411/0869-7175-2018-100026.
22. Turaev T.N., Akbarov Kh.A., Zhuraev M.N. On the role of igneous formations of the Yakhton ore field in the formation of tungsten mineralization (Chakylkalyan mountains). *Mining Bulletin of Uzbekistan*, 2019, no. 3, pp. 35–41. In Rus.
23. Sayitov S.S., Tsoi V.D., Khalikov O.A., Pechersky R.D., Bulin S.E., Rasulov Sh.M. Material composition of ores in the Severo-Zapadny area of the Kyzylalmasai ore field. *Geology and Mineral Resources*, 2022, no. 3, pp. 27–32. In Rus.
24. Petrovskaya N.V. *Samorodnoe zoloto* [Native gold]. Moscow, Nauka Publ., 1973. 347 p.
25. Zharikov V.A., Omelyanenko B.I. Nekotorye problemy izucheniya izmeneniy vmeshchayushikh porod v svyazi s metallogenicheskimi issledovaniyami [Some problems of studying alterations in host rocks in connection with metallogenetic studies]. *Izucheniye zakonomernostey razmeshcheniya mineralizatsii pri metallogenicheskikh issledovaniyakh* [The study of patterns of distribution of mineralization in metallogenetic studies]. Moscow, Nedra Publ., 1965. pp. 119–194.

Received: 31 January 2023.

Reviewed: 13 March 2023.

Information about the authors

Sardor S. Sayitov, PhD, head of the Department, Institute of Mineral Resources.

Vladimir D. Tsoi, Dr. Sc., professor, chief researcher, Institute of Mineral Resources.

УДК 550.812.14

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КАЧЕСТВА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ОБЪЕМЫ РАЗВЕДАННЫХ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Катанов Юрий Евгеньевич¹,
katanov-juri@rambler.ru

Ягафаров Алик Каюмович¹,
jagafarovak@tyuiu.ru

Аристов Артем Игоревич¹,
artizzq@gmail.com

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность. Традиционные методы гидродинамики достаточно однозначно позволяют выявить, насколько фактическая продуктивность пласта отличается от его потенциальной продуктивности. Такая оценка не вполне устраивала производство, особенно в условиях проведения геологоразведочных работ, где при испытании цели достижения потенциальной продуктивности объекта, как правило, не ставятся. Появление же требований экономического характера к результатам испытания еще более ограничило область ее применения. Возникла острая необходимость в создании такого методического подхода, который бы позволил оценить качество проведенных мероприятий не дискретными значениями, а по непрерывной шкале. Для этой цели авторами предложено использовать функцию «желательности», широко применявшуюся для количественной оценки качества каких-либо технологических процессов. Суть подхода состоит в преобразовании фактических показателей в безразмерную шкалу «желательности», по которой можно оценивать их качественный уровень.

Цель: разработка первичной геолого-технологической модели для оценки влияния качества заканчивания скважин на объемы разведанных балансовых запасов углеводородов.

Объекты: продуктивные отложения покурской, вартовской, мегионской и васюганской свит.

Методы. Исследована геологическая эффективность геологоразведочных работ на базе ретроспективного анализа. Исследована взаимосвязь между коэффициентом продуктивности, комплексным геофизическим параметром, депрессией на пласт при освоении и глубиной залегании подошвы пласта посредством ассоциативного анализа и математического моделирования. Проведено геолого-технологическое моделирование для поиска оптимальной депрессией вызова рентабельного притока углеводородов.

Результаты. Сформирована схема оценки качества заканчивания скважин. Получены корреляционные оптимальной депрессии на уровне значимости 0,05. Для перевода фактического коэффициента продуктивности на «качественный уровень» использована функция «желательности», в результате чего получена система уравнений для минимально рентабельного коэффициента продуктивности.

Ключевые слова:

Продуктивность, желательность, добыча газа, свита, технология, рентабельность, фильтрация, зона дренирования, депрессионная воронка.

Введение

В пластовых системах с замкнуто-упругим режимом эксплуатации имеется возможность исследовать проявления неньютоновских свойств в виде начального градиента давления вдоль внешней границы зоны дренирования. Наиболее сложно в этом случае выделить на разные даты исследования внешние границы контура влияния скважин, в их пределах построить карты изобар и рассчитать по ним средневзвешенное текущее пластовое давление в зоне отбора. С целью обоснованного определения внешней границы зон дренирования, в зависимости от произведенных отборов, можно проследить за характером изменения текущего пластового давления в пьезометрических скважинах, по которым имеются многолетние наблюдения [1–3].

Чтобы произвести исследование остаточных запасов газа, можно построить карту изобар по фактическим данным сеноманского продуктивного комплекса, которая хорошо опирается на контур зоны дренирования со скачком давления в несколько МПа вдоль

его внешней границы (между зоной дренирования и не вовлеченной в разработку частью отложений). В связи с данным обстоятельством далее можно оценить максимально возможную глубину и системный профиль депрессионных воронок между отдельными пьезометрическими скважинами, в точке пересечения которых разница между начальным пластовым и текущим давлением в залежах либо составляет определенное значение, либо начинает выравниваться. Такое их поведение можно объяснить, если допустить, что флюиды в пластовых условиях обладают некоторой структурой, характеризующейся начальным предельным давлением сдвига. Депрессионные воронки легко взаимодействуют друг с другом, если структура газа окажется разреженной, то есть фактическая депрессия на залежь в точке наблюдения как минимум превысит величину начального предельного давления сдвига [4, 5].

Из кривых истощения по величине перепада давления для отдельных исследуемых скважин можно сделать допущение, что между низко- и высокопро-

нищаемой средами коллектора, ввиду их специфических свойств при эксплуатации залежи, существует перепад давления, равный по своему уровню нескольким единицам МПа. Данный перепад давления преобладает в точках начала подпитки высокопроницаемой среды низкопроницаемой, которые сопоставляются с величиной начального предельного градиента сдвига. Такое допущение предполагает, что в начальный момент после освоения скважины дренируется только высокопроницаемая часть коллектора, в то время как проницаемость остальной части равна нулю. В дальнейшем, по мере увеличения перепада между ними, в пласте начинает осуществляться поступательное движение флюида по направлению к высокопроницаемому коллектору и затем к скважине. Иными словами, начиная с некоторого момента времени, достаточного для формирования необходимых перепадов давления, происходит интенсивный обмен жидкостью или процесс подпитки высокопроницаемой среды из низкопроницаемой [6].

Длительные наблюдения за изменениями текущего пластового давления в остановленных эксплуатационных скважинах показали, что в единой зоне дренирования опытного участка действительно сформировались две системы: первая из них – низконапорная, с высокими фильтрационными свойствами. При остановке скважин, дренирующих данную систему, пластовое давление восстанавливается сравнительно быстро, практически в течение первых суток. Во второй, высоконапорной системе с низкими фильтрационными свойствами пластовое давление медленно восстанавливается в течение длительного времени, до 2–3 месяцев. Разность в величинах пластовых давлений между этими системами может достигать 10 МПа и более. Возможно, флюиды обладают некоторым предельным напряжением сдвига, в основном по высоконапорной низкопроницаемой среде. Последняя в виде отдельных самостоятельных линз распределена по продуктивному комплексу сеномана. Фильтрация к скважинам осуществляется по высокопроницаемой среде, по мере истощения которой возрастает перепад давлений между низко- и высокопроницаемыми частями коллектора, а структура флюидов постепенно разрушается и в дренирование вовлекаются все новые и новые объемы залежей [7–9].

По этой причине материалы нестационарной фильтрации не дают отражения от контура, и пластовая система ведет себя как бесконечная. По этой же причине нелинейность кривых истощения, выражающаяся в замедлении темпа снижения текущего пластового давления от отбора в зоне влияния каждой скважины, обусловлена расширением контура питания с одной стороны, и увеличением объема дренирования – с другой. Тогда, если даже контур питания на дату подсчета запасов будет надежно зафиксирован, произведенный подсчет запасов следует рассматривать как оценку снизу, то есть это будет минимальный гарантированный уровень запасов. Здесь имеется в виду, что, во-первых, для длительной эксплуатации внутри зоны дренирования, как вокруг одной укрупненной скважины – пьезометра, формируется распре-

деленное поле давлений с квазиустановившимся режимом. Во-вторых, проявление начального предельного давления сдвига допускает, что внутри сколь угодно обоснованного контура питания всегда может оставаться некоторый не вовлеченный в общее дренирование объем залежи. В этом отношении любой подсчет должен рассматриваться как оценка запасов снизу [10–14].

Дополнительная помеха, снижающая достоверность оценок запасов газа, будет возникать и тогда, когда для построения карт изобар внутри сколь угодно обоснованного контура питания будут привлекаться на равных основаниях материалы по скважинам, работающим с забойными давлениями, ниже давления насыщения. В зоне, где по условиям эксплуатации залежи была реализована фильтрация газированной жидкости, восстановление текущего пластового давления после остановки скважины будет происходить настолько замедленно с остальной частью залежи, что принцип линейной интерпретации давления между зонами с упругим режимом и режимом растворенного газа, без внесения соответствующих корректив, окажется неправомерным.

О методическом подходе исследования качества заканчивания скважин

Количественной мерой производительности скважины является коэффициент продуктивности. Его величина обусловлена многими факторами, но особенно – фильтрационно-емкостными параметрами зоны, непосредственно примыкающей к забою скважины.

Фильтрационно-емкостные свойства данных зон формируются в основном на этапе вскрытия и освоения продуктивного объекта. Практика показывает, что существующий на сегодняшний день комплекс технологических мероприятий, характеризующий цикл заканчивания, в значительной мере определяет снижение фильтрационных характеристик коллектора в околоствольной области.

Часто последствия бывают настолько серьезны, что даже из высокопроницаемых интервалов не удается получить промышленно рентабельных притоков пластового флюида.

В условиях ежегодно растущих объемов бурения и добычи нефти и газа старые технологические приемы и схемы уже перестают удовлетворять производство. Сегодня возникла острая необходимость в изыскании и разработке новых, высокоэффективных методов бурения, добычи, разработки месторождений, позволяющих обеспечить потребность отечественной экономики в углеводородном сырье.

Немаловажная роль при этом отводится и процессу заканчивания скважин. Перспективным в этой области следует считать такой комплекс мероприятий, который позволяет в наибольшей мере предотвратить или устранить негативное воздействие данного цикла строительства скважин на добычные возможности пласта.

В связи с этим правильный выбор технических или технологических решений во многом обусловлен наличием информации о степени их влияния на изменение свойств коллектора. Общепринятой на сего-

дняшний день мерой оценки такого влияния является сопоставление результатов интерпретации гидродинамических исследований двух видов: на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.

При обработке геолого-промысловых данных методом установившихся отборов определяется коэффициент продуктивности η_{ϕ} – величина, качественно характеризующая условия притока пластового флюида к забоям в прискважинной зоне пласта.

При обработке кривой восстановления давления находят коэффициент продуктивности скважины η_{Π} для удаленной части пласта. Исходя из того, что на достаточном удалении от ствола скважины свойства коллектора не претерпевают существенных изменений, величину η_{Π} принято называть потенциальным коэффициентом продуктивности.

Отношение $\frac{\eta_{\phi}}{\eta_{\Pi}}$ характеризует степень изменения емкостных свойств продуктивного объекта вокруг ствола и может быть косвенно связано с проведением каких-либо мероприятий на скважине.

Следовательно, по величине данного отношения возможна оценка эффективности примененных мероприятий. Такой подход традиционен, но требует уточнения.

К сожалению, любой из существующих сегодня технологий присущи недостатки, которые не позволяют рассматривать ее с точки зрения эталонности. В качестве подтверждения сказанного достаточно рассмотреть общепринятую схему заканчивания скважин в отечественной и зарубежной практике, которая условно делится на несколько этапов: вскрытие пласта бурением, спуск обсадной колонны и ее последующее цементирование, перфорация, вызов притока флюидов и дальнейшая эксплуатация.

Вскрытие продуктивности горизонта бурением приводит к необратимому нарушению начального напряженного состояния пород. Следствием такого нарушения является образование вокруг выработки поля напряжений определенной интенсивности. При реализации последующих этапов характеристики геофизического поля претерпевают изменения, но всегда отличны от первоначальных.

В горном деле установлено, что область аномалий невелика, она только в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Вместе с тем в этой области существенно изменяются условия залегания горных пород, что может быть причиной значительных изменений их фильтрационных свойств [15, 16].

Запасы углеводородного сырья, вовлечение которых в разработку в настоящее время целесообразно, определяются как балансовые. Извлекаемые запасы – это часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании технических средств и технологии добычи флюидов с учетом допустимого уровня затрат (закрывающих) и соблюдении требований по охране недр и окружающей среды [17, 18].

Поэтому промышленная эксплуатация любого объекта может осуществляться лишь при условии получения некоторой прибыли от вложения средств в

процессе добычи углеводородов. При этом минимально допустимый экономически обоснованный начальный дебит скважин определяется условием:

$$\sum_{t=1}^{15} \frac{W_a \cdot Q_t}{(1+E_h)^t} = \sum_{t=1}^{15} \frac{K_t \cdot Y_t}{(1+E_h)^t}, \quad (1)$$

где W_a – уровень замыкающих затрат на добычу углеводородов, ден. ед./т; Q_t – добыча углеводородов из скважины в t -ом году при минимально допустимом дебите, т; K_t, Y_t – соответственно, предстоящие капитальные и текущие затраты в t -ом году, связанные с эксплуатацией скважины; E_h – норматив приведения равномерных затрат и результатов; 15 – нормативный срок службы скважины, лет.

Условие (1) рассчитывается при заданной динамике коэффициента изменения добычи углеводородов за указанный период эксплуатации скважины.

Так как минимально допустимый экономически обоснованный начальный дебит скважин является одним из критериев разделения запасов углеводородов на балансовые и забалансовые, то естественно предположить, что объем балансовых запасов есть величина аддитивная, то есть:

$$Q_b = \sum_{i=1}^n Q_{bi}, \quad (2)$$

где Q_b – величина балансовых запасов по объекту; Q_{bi} – величина балансовых запасов i -й скважины, давшей рентабельный приток и пробуренной в контуре нефтегазоносности; n – количество скважин, давших рентабельные притоки и пробуренных в контуре нефтегазоносности.

Выражение (2) можно представить графически. Если по оси X откладывать комплекс $\frac{\sum_{i=1}^n Q_{bi}}{Q_b}$, где $\sum_{i=1}^n Q_{bi}$ берется по мере заканчивания скважин испытанием, а по оси Y – отношение $\frac{n}{N}$, где N – общее количество скважин, пробуренных в контуре нефтегазоносности, то графически иллюстрация должна представить собой прямую линию, являющуюся диагональю прямоугольника с соотношением сторон равным единице $\frac{n}{N} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{bi}}{Q_b} = 1$.

В реальных же условиях не все скважины, находящиеся в контуре нефтегазоносности дают реальные притоки [19, 20]. Решение об отнесении на них балансовых запасов принимается на основании косвенных признаков: идентичности геофизических характеристик с рядом расположенными скважинами (насыщенная флюидом толщина, коэффициент пористости, коэффициент флюидонасыщенности), положение ГВК (ГНК, ВНК), поправка на качество заканчивания и т. д.

От того, насколько достоверно проведен учет косвенных признаков, зависит величина соотношения сторон прямоугольника (рис. 1).

По степени отклонения построенной кривой от единицы можно судить о мере обоснованности подготовленных к промышленному освоению балансовых (извлекаемых) запасов. Если указанное соотношение более 1, то представленные запасы завышены, если менее 1, то наоборот.

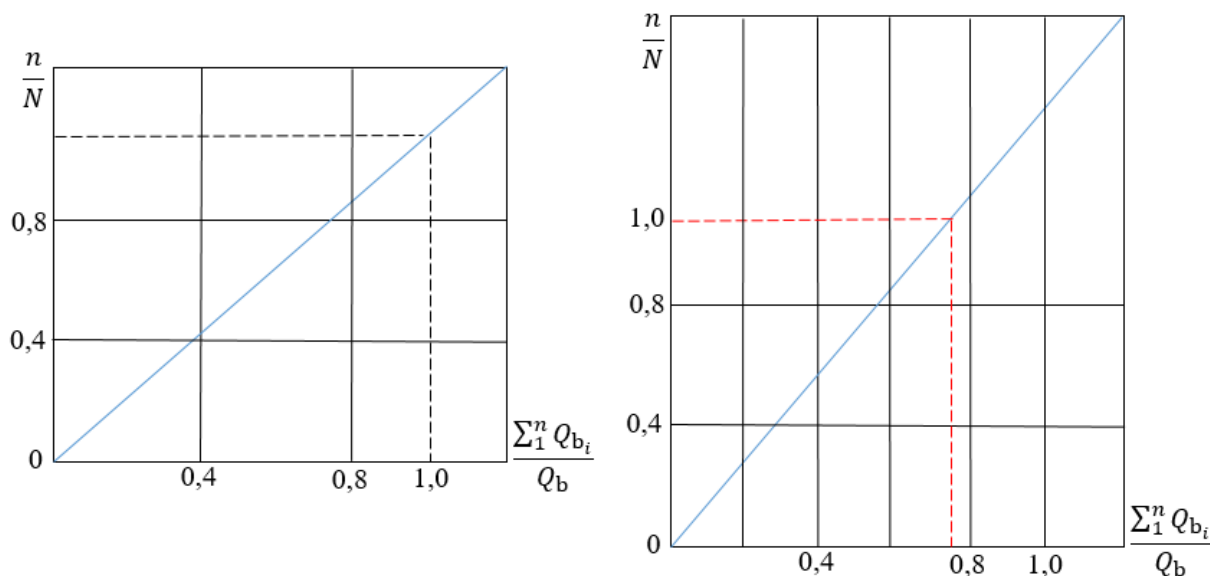


Рис. 1. Зависимость отношения количества скважин, давших рентабельные притоки, к общему количеству пробуренных скважин от балансовых запасов углеводородов (на примере отложений сеноманского продуктивного комплекса); слева – представленные запасы занижены; справа – представленные запасы завышены; $\sum_{i=1}^n Q_{bi}$ – количество балансовых запасов, приходящихся на n скважин, давших рентабельные притоки; Q_b – общие балансовые запасы по объекту

Fig. 1. Dependence of the ratio of the number of wells which gave profitable flows to the total number of drilled wells on the balance sheet hydrocarbon reserves (by the example of deposits of the Cenomanian productive complex); left – the represented reserves are understated; right – the represented reserves are overstated; $\sum_{i=1}^n Q_{bi}$ – number of balance sheet reserves attributable to n wells, which gave profitable flows; Q_b – total balance sheet reserves of the object

Для подтверждения сказанного можно привести графическую реализацию предлагаемого подхода на примере горизонта ПК₁ сеноманского продуктивного комплекса. Для этого общую совокупность скважин, пробуренных на контуре газоносности данного горизонта, сгруппируем в такой ряд, в котором порядковый номер каждого члена обусловлен датой заканчивания испытанием указанного объекта. В данном ряду первый член соответствует самой ранней дате, а последующие члены – более поздним датам.

Далее из данной последовательности выделим скважины, при испытании которых были получены промышленные притоки, и сгруппируем их по такому же принципу.

Указанный подход позволяет исключить фактор субъективности при построении графика. Затем для каждой скважины определяется удельный запас Q_{bi} .

Так, для конкретного случая сеноманских отложений оценка ведется относительно объема извлекаемых запасов, утвержденных в ГКЗ, то есть величины $Q_{rec}^{ГКЗ}$. Поэтому для каждой скважины должен определяться удельный извлекаемый запас $Q_{rec,i}$.

С учетом значений $Q_{rec}^{ГКЗ}$ и $Q_{rec,i}$ производится расчет комплекса $\frac{\sum_{i=1}^n Q_{rec,i}}{Q_{rec}^{ГКЗ}}$, причем суммирование осуществляется в строгом соответствии с последовательностью расположения скважин по датам заканчивания испытаний геологического объекта.

Из аналогичных рассуждений производится вычисление параметра $\frac{n}{N}$. Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Нанося расчетные значения на графическое поле с координатами $\frac{n}{N}$ и $\frac{\sum_{i=1}^n Q_{rec,i}}{Q_{rec}^{ГКЗ}}$, нетрудно убедиться, что полученная между ними взаимосвязь аппроксимируется прямой линией.

Таблица 1. Результаты вычислений исходных данных для экспертной оценки извлекаемых запасов по отложениям ПК₁ сеноманского продуктивного комплекса

Table 1. Results of calculations of the initial data for the expert assessment of recoverable reserves in sediments PK₁ of the Cenomanian productive complex

n_i	$\frac{\sum_{i=1}^n Q_{rec,i}}{Q_{rec}^{ГКЗ}}$	$\frac{n}{N}$
1	0,072	0,05
2	0,130	0,10
3	0,189	0,15
4	0,241	0,20
5	0,297	0,25
6	0,380	0,30
7	0,440	0,35

Интерполяция данной прямой до пересечения ею координатных осей в точках $(\frac{n}{N}, 1)$ и $(1, y = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{rec,i}}{Q_{rec}^{ГКЗ}})$ дает конечный график (рис. 2).

Из рис. 2 видно, что если бы все скважины, находящиеся на контуре газоносности объекта, при испытании дали промышленный приток газа ($\frac{n}{N} = 1$), то объем извлекаемых запасов должен был составить 1,24 от объема, утвержденного ГКЗ.

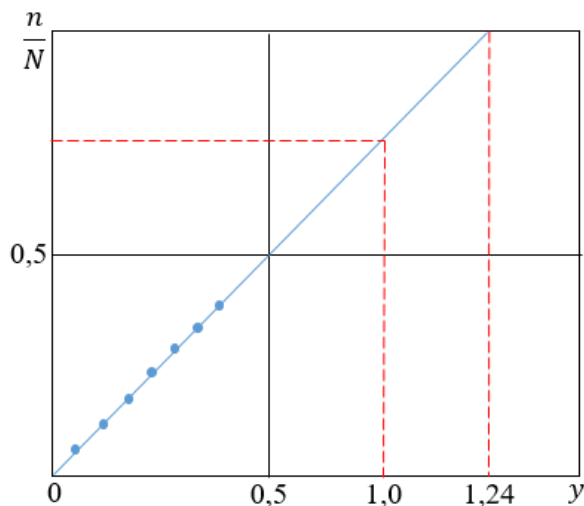


Рис. 2. Зависимость отношения количества скважин, давших рентабельные притоки, к общему количеству пробуренных скважин от балансовых запасов углеводородов (с учетом данных табл. 1)

Fig. 2. Dependence of the ratio of the number of wells which gave profitable flows to the total number of drilled wells on the balance sheet hydrocarbon reserves (taking into account the data in Table 1)

Но так как из 20 скважин условие рентабельности притоков достигнуто лишь на семи, эксперты ГКЗ, по-видимому, посчитали такой объем недостаточно обоснованным. Таким образом, можно достаточно однозначно утверждать, что на данном объекте объем проведенных геологоразведочных работ не соответствует объему утвержденных запасов.

С целью получения однородной выборки данных необходимо исключить газодляные залежи, вскрытые одной скважиной. В таких ситуациях соотношение между представленными к утверждению запасами может быть обусловлено не величиной получаемых при испытании притоков, а какими-либо другими факторами, например, обоснованностью положения уровня ГВК.

Кроме того, данные по исследуемому объекту включаются в выборку только при соблюдении следующих требований:

- наличие качественной информации об интерпретируемых результатах геофизических исследований на всех скважинах и контуре газоносности объекта;
- наличие качественной информации газогидродинамических исследований, позволяющих вычислить коэффициент продуктивности на всех скважинах в контуре газоносности объекта;
- наличие информации об объемах представленных и утвержденных запасов газа.

Реальная же процедура подсчета запасов в качестве показателя выполнения условия рентабельности оперирует уровнем соответствия фактических дебитов минимальному экономически обоснованному.

Такой подход, строго говоря, недостаточно правилен.

Действительно, если на данном этапе в качестве показателя, характеризующего эффективности работы сква-

жин, принять величину минимального экономически обоснованного дебита, то в дальнейшем, на стадии промышленной разработки объекта, такое требование может проявить себя рядом серьезных осложнений, например, преждевременным прорывом газа, подошвенной или нагнетаемой воды, необратимым снижением фильтрационно-емкостных характеристик коллектора и т. д.

Поэтому наряду с дебитом обязателен учет режима подъема пластовой жидкости на поверхность, который определяется, в первую очередь, перепадом давления (депрессией) между пластом и забоем.

Параметр, комплексно сочетающий в себе указанные характеристики, принято называть коэффициентом продуктивности.

Рекомендуется использовать величину минимального рентабельного коэффициента продуктивности, представляющего собой отношение:

$$\eta_{min}^{eff} = \frac{Q_{min}}{\Delta P_{act}},$$

где η_{min}^{eff} – минимальный рентабельный коэффициент продуктивности; Q_{min} – минимально допустимый экономически обоснованный начальный дебит; ΔP_{act} – оптимальная депрессия, определяемая в зависимости от геофизических характеристик объекта.

В результате различия принципов определения критерия рентабельности притоков оценка количества скважин, на которых получены такие притоки, проведенная по существующей и предлагаемым методикам, может не совпадать.

Данное обстоятельство обуславливает различия (иногда существенные) между величинами представленных и оцененных балансовых запасов.

Экономически обоснованный минимально допустимый начальный (входной) дебит скважины рассчитывают для каждого месторождения (района) с учетом всех видов затрат, связанных с разведкой, добычей, транспортом и переработкой газа. Расчеты довольно сложные и регламентируются специальными положениями и инструктивными документами [21, 22].

Для оперативной оценки пользуются оценочными значениями рентабельных дебитов, рассчитанных для отдельных районов (групп месторождений).

Встает вопрос в оценке оптимальной депрессии. Для этого исследована взаимосвязь между коэффициентом продуктивности $\bar{\eta}$, комплексным геофизическим параметром $\bar{E}$, депрессией на пласт при освоении ΔP и глубиной залегания H подошвы пласта.

Параметр $\bar{E}$ можно представить следующим выражением:

$$\bar{E} = \sum_i^n \left(\frac{\rho_{ni} \cdot h_i}{\rho_{nmax}} \right),$$

где ρ_{ni} – удельное электрическое сопротивление i -го пропластка в интервале испытания, Ом · м; ρ_{nmax} – удельное электрическое сопротивление пропластка с максимальным насыщением в интервале испытания, Ом · м; h_i – толщина i -го пропластка, м; 1,2,3, ... n – количество пропластков.

Взаимосвязь рассматривается как корреляция между $\bar{\eta}$ и ΔP при фиксированных значениях $\bar{E}$ и H .

Результаты и обсуждения

Специфика низкопроницаемых коллекторов заключается, помимо прочего, в том, что в них, как правило, невозможно взаимодействие скважин при исследованиях обычной длительности. Поэтому в большинстве случаев единственным типом газодинамических исследований (ГДИС) для низкопроницаемых коллекторов является «самопрослушивание».

Однако невозможность провести гидропрослушивание в значительной мере компенсируется возможностью работать с высокими забойными и пластовыми депрессиями, измеряемыми с высокой точностью стандартными приборами.

Неоднородности пласта можно разделить на три крупных типа: геологические, техногенные и комбинированные. Вследствие бурения и эксплуатации скважин в пласте возникают техногенные, близкие к осесимметричным – «кольцевые» – неоднородности.

Ясно, что ситуация с геологическими неоднородностями совершенно иная. Однако можно указать целый ряд типичных ситуаций, при которых геологические неоднородности обуславливают существенную зависимость параметров пласта преимущественно от одной пространственной координаты – расстояния: скважина в центре сводовой залежи; скважина вблизи непроницаемой протяженной границы (разлома); скважина в клиновидном пласте, ограниченном двумя пересекающимися непроницаемыми границами; скважина в полосообразном пласте (между субпараллельными непроницаемыми границами); скважина в анизотропной пласте, несовершенная по степени вскрытия (пример комбинированного – геотехногенного – типа неоднородности пласта) и т. д.

На фоне данных разнородностей понятие о регулярном режиме в теории теплопроводности введено для ограниченных тел, нагреваемых или охлаждаемых с постоянной скоростью. В теории фильтрации при разработке нефтегазовых месторождений близкий подход, приводящий к вырождению уравнения пьезопроводности в уравнении Пуассона, предложен Т.Ф. Ивановым.

С другой стороны, известная классификация режимов разработки залежей включает первую фазу фильтрации в ограниченном пласте (зона интенсивного дренирования не достигла границ пласта) и вторую фазу, когда дренированием охвачен весь пласт (залежь).

Ясно, что при постоянном темпе отбора условия фильтрации для линейной системы во второй фазе могут соответствовать регулярному режиму в ограниченном пласте. Сама идея регулярного режима применима для процессов фильтрации (и теплопроводности) также в другом практически важном случае.

Основное затруднение состоит в том, что нет надежных критериев, подтверждающих подобную стационарность фильтрационного процесса.

Исследования газоконденсатных систем в широком диапазоне забойных депрессий с учетом геологического строения конкретных залежей и соответ-

ствующих скважин, работающих на одном режиме, показали, что вначале, при незначительных забойных депрессиях (порядка 2,0–2,5 МПа), происходит резкое линейное снижение выхода компонентов C_{5+} в добываемом газе [23–25].

Такая значительная величина снижения выхода компонентов C_{5+} при сравнительно невысокой пластовой депрессии (не более $0,1 \cdot P_{пл}$) не подтверждалась ходом экспериментальных кривых дифференциальной конденсации рекомбинированных проб конкретных объектов исследования.

При изменении забойных депрессий ΔP от 2,0–2,5 до 5,0–5,5 МПа происходит существенное увеличение выхода компонентов C_{5+} в продукции скважин. И только при более высоких забойных депрессиях получается удовлетворительное совпадение зависимости колебаний газоконденсатного фактора $K = f(\Delta P)$ с кривой дифференциальной конденсации.

Для объяснения такого поведения пластовых газоконденсатных систем необходим лабораторный эксперимент, при котором в бомбе PVT будет изучаться фазовое поведение газоконденсатных смесей в зависимости от содержания в них конденсатообразующих углеводородов C_{5+} .

Целесообразно в таких работах находить простое объяснение в том, что для залежей предгазогидратного состояния, в отличие от газогидратных, имеется практическая технология их промышленного освоения.

Пусть группа скважин расположена внутри неограниченного или ограниченного пласта, причем расстояние между скважинами значительно меньше расстояний от скважин до контура пласта. Если отбор пластовой жидкости из скважин в среднем постоянен, то при упругом режиме фильтрации устанавливаются следующие характерные фазы течения: 1) период «нерегулярного» режима (начальный); 2) период «регулярного» режима, отличающийся рядом геологическими особенностями; 3) вторая фаза фильтрации.

Первый и второй периоды в совокупности соответствуют первой фазе фильтрации, причем в начальный период нерегулярность течения обусловлена интерференцией скважин и наложением локальных зон дренирования.

Наибольший интерес представляет второй период, характеризующийся тем, что в расширяющейся со временем пространственной области картина эквипотенциалов практически не зависит от времени, тогда как потенциал течения во всей этой области уменьшается как некоторая функция времени. От «регулярного» режима этот период существенно отличается внешними краевыми условиями области дренирования.

Указанные особенности второго периода первой фазы фильтрации отчетливо проявляются также при разработке реальных месторождений по данным натурных экспериментов и могут эффективно использоваться в решении задач исследования пластов и скважин.

Геологическая эффективность геологоразведочных работ на газ в целом по региону оценивается по величине среднего входного дебита скважины, то есть дебиты на первый год ее эксплуатации. Для этого вначале каждого предполагаемого самостоятельно-го объекта разработки определяют средневзвешенную по объекту суммарную газонасыщенную толщину коллектора $H_{eff.w.}$ в поле категории АВС, по приросту запасов каждого года; коэффициент продуктивности, эффективную газонасыщенную толщину и удельный коэффициент продуктивности по каждому объекту испытания; среднеарифметическое значение удельного коэффициента продуктивности по сумме всех испытаний в поле категории АВС, по приросту запасов каждого года $\eta_{spec.aver.}$; задают значение средней забойной депрессии ΔP_c .

При определении входного дебита $Q_{input} = \eta_{spec.aver.} \cdot H_{eff.w.} \cdot \Delta P_c$ по объекту разработки в целом производят взвешивание дебитов за каждый год разведки по фактическому объему прироста запасов.

Для запасов сеноманского продуктивного комплекса, например, можно проследить, за счет чего геологическая эффективность поисково-разведочных работ на газ оставалась высокой.

Первая тенденция к снижению геологической эффективности намечалась после того, когда прошел пик открытий залежей газа в ловушках антиклинального типа. К этому времени обозначился некоторый фон пессимизма, отразивший «кризис» идей в газовой геологии Западной Сибири.

Повышение геологической эффективности с переходом на второй нормированный уровень обусловлено открытиями залежей углеводородов в ловушках неантиклинального типа и внедрением мероприятий по интенсификации притоков флюидов из пласта в основном комплексом физико-химических методов.

Переход на третий нормированный уровень геологической эффективности поисково-разведочных работ на газ в регионе отражает повышение требований к качеству заканчивания скважин в условиях предельных нормативов исследования запасов флюидов различных промышленных категорий.

С другой стороны, исходя из условия, что каждую скважину эксплуатируют в году не менее 300 суток, экономическая эффективность при переходе ко второму и третьему уровням будет снижаться.

Для неустановившейся фильтрации при определении потенциальной продуктивности и оценки качества заканчивания скважин с использованием материалов расчетных схем нестационарной фильтрации в замкнуто упругом и бесконечном пластах необходимо: выдержать технологию записи кривой восстановления давления (КВД); учесть особенности интерпретационных моделей КВД при их обработке по схеме бесконечного пласта.

Основным требованием, помимо обычно предъявляемых к качеству и точности записи забойных давлений, является требование и продолжительность записи КВД, которая позволила бы надежно идентифицировать гидродинамическую модель коллектора и

подтвердить, что переходные процессы завершены и кривая восстановления, преобразованная в полулогарифмической анаморфозе, вышла на устойчивую анаморфозу.

Учет особенностей интерпретационных моделей КВД при их обработке по схеме бесконечного пласта заключается в том, чтобы правильно определить на преобразованной кривой искомый отрезок А, отсекаемый продолжением прямолинейного участка на оси ординат. Наиболее просто решается эта задача для однородного коллектора в совершенных по качеству вскрытия скважинах. В гидродинамически неоднородном коллекторе отрезок А определяется по значению ординаты в точке пересечения продолжения начального прямолинейного участка, параллельного асимптоте, преобразованной кривой с осью ординат.

Такой подход к определению отрезка А и комплекса $\frac{\chi}{r_c^2}$ в целом (χ – коэффициент гидропроводности, $\frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$; r_c – радиус скважины, м), а не $\frac{\chi}{r_{red}^2}$, как это было в любом другом случае (r_{red} – приведенный радиус скважины, м), основан на предположении, проверенном частично на практике, что в силу большой инерционности фильтрационного потока в начальный период смены режима работы скважины или полной ее остановки на устье или забое при малых временах наблюдений на смещение начальных прямолинейных преобразований кривой еще не успеет оказать влияния факт наличия скин-эффекта в при-скважинной зоне пласта (табл. 2).

Результат определения $\frac{\chi}{r_c^2}$ будет тем точнее, чем при более низких значениях времени после изменения режима работы скважины будет определено местоположение или проведена условная прямая на преобразованной в полулогарифмической анаморфозе кривой восстановления давления.

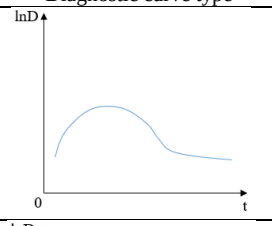
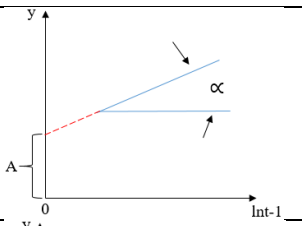
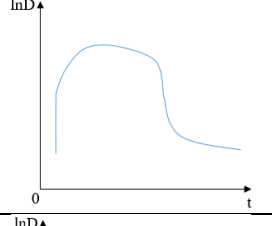
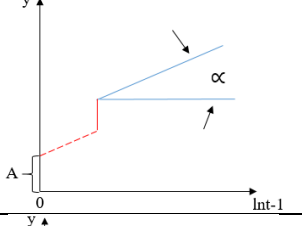
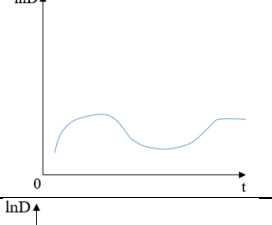
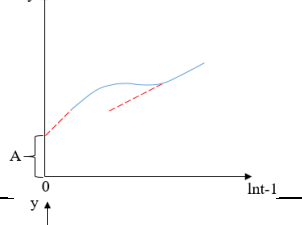
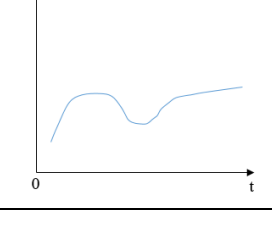
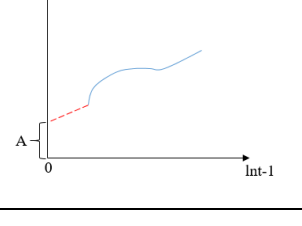
Основные расчетные формулы для представленных четырех случаев будут следующими: для случая № 1: $\frac{\chi}{r_c^2} = e^{tg\alpha}$, $\eta_{нд} \approx \eta_{квд}$; для случая № 2: $\frac{\chi}{r_c^2} = e^{tg\alpha}$, $\eta_{нд} < \eta_{квд}$; для случая № 3: $\frac{\chi}{r_c^2} = e^{tg\alpha}$, $\eta_{нд} \approx \eta_{квд}$; для случая № 4: $\frac{\chi}{r_c^2} = e^{tg\alpha}$, $\eta_{нд} < \eta_{квд}$.

Для совместного случая гидродинамически неоднородного и однородного коллектора при его совершенном и несовершенном вскрытии комплекс $\frac{\chi}{r_c^2}$ оценивается аналогично предыдущим случаям, а величина продуктивности может быть оценена двумя вариациями событий следующим образом: $\eta^x \approx \eta_{квд}$, наличие ΔP_0 обусловлено скин-эффектом; $\eta^x \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_0}{\Delta P_{max}}\right) \approx \eta_{квд}$, наличие ΔP_0 обусловлено ужесточением структур ассоциатов газа в пласте от воздействия импульсным физическим полем.

На рис. 3–5 представлены, соответственно, зависимости между упомянутыми параметрами для условий продуктивных отложений вартовской, мегинской и васюганской свит.

Таблица 2. Схема оценки качества заканчивания скважин [26]

Table 2. Well completion quality assessment scheme [26]

№	Качество вскрытия пласта Quality of formation opening	Гидродинамическая модель коллектора Hydrodynamic reservoir model	Вид диагностической кривой Diagnostic curve type	Вид преобразованной кривой View of the transformed curve
1	Совершенный Perfect	Гидродинамически однородный Hydrodynamically homogeneous		
2	Несовершенный Imperfect			
3	Совершенный Perfect	Гидродинамически неоднородный Hydrodynamically heterogeneous		
4	Несовершенный Imperfect			

Характерной особенностью представленных корреляций является наличие положительного экстремума значений коэффициента продуктивности при вполне определенных величинах депрессии и параметров $\bar{E}$ и H . Исходя из этого, значения ΔP , которым соответствует максимальный уровень $\bar{\eta}$, можно назвать оптимальной депрессией вызова притока $\Delta P_{act.}$

Соотнося величины $\Delta P_{act.}$ с соответствующими параметрами $\bar{E}$ и H , можно получить массив данных для построения корреляций вида $\Delta P = f(\bar{E}, H)$, которые позволяют осуществить планирование оптимальной депрессии по геофизическим показателям.

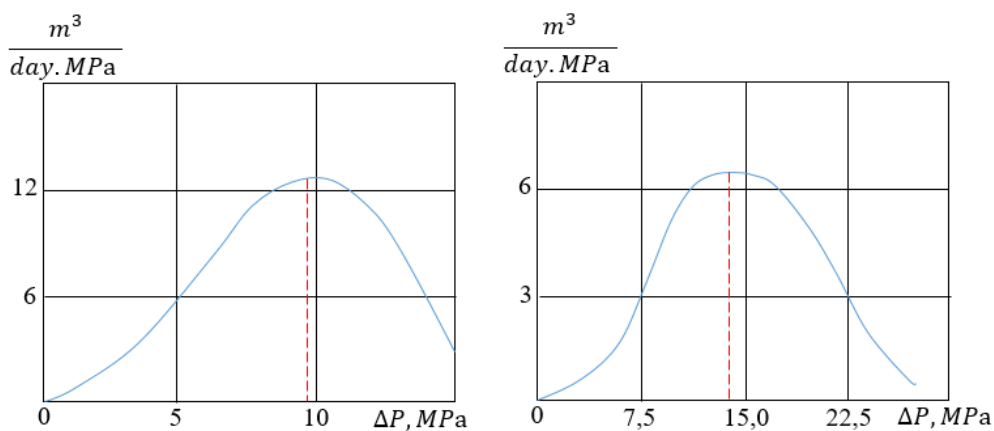


Рис. 3. Зависимость коэффициента продуктивности $\bar{\eta}$ от депрессии при освоении ΔP для условий продуктивных отложений вартовской свиты: слева: $H = 2800 - 3000$ м, $\bar{E} = 1$; Справа: $H = 2800 - 3000$ м, $\bar{E} = 4$

Fig. 3. Dependence of productivity coefficient $\bar{\eta}$ on depression during development ΔP for conditions of productive deposits of the Vartovskaya formation: left: $H = 2800 - 3000$ м, $\bar{E} = 1$; Right: $H = 2800 - 3000$ м, $\bar{E} = 4$

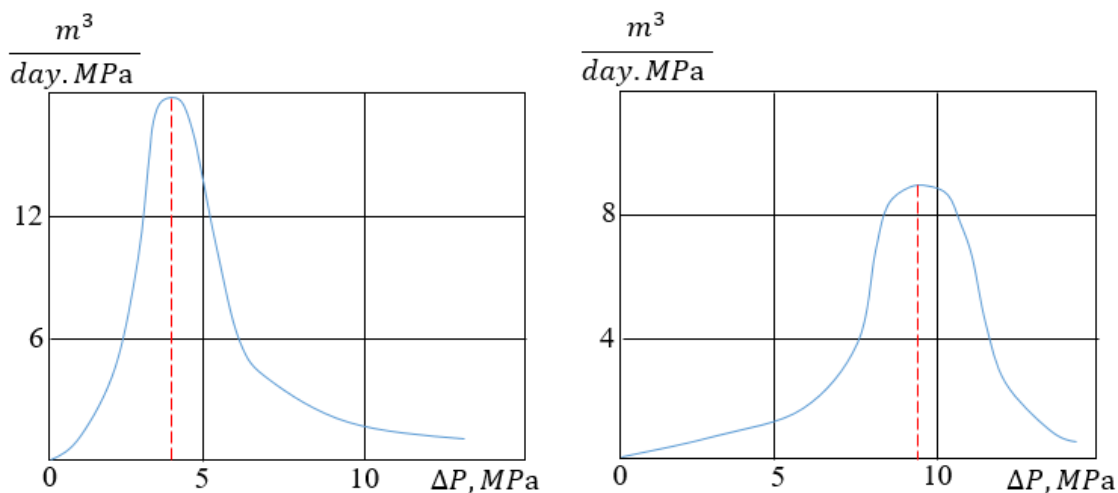


Рис. 4. Зависимость коэффициента продуктивности $\bar{\eta}$ от депрессии при освоении ΔP для условий продуктивных отложений мегнионской свиты: слева: $H = 2200 - 2400$ м, $\bar{E} = 4$; Справа: $H = 2200 - 2400$ м, $\bar{E} = 1$

Fig. 4. Dependence of productivity coefficient on depression during ΔP development for conditions of productive deposits of the Meignon formation: left: $H = 2200 - 2400$ м, $\bar{E} = 4$; Right: $H = 2200 - 2400$ м, $\bar{E} = 1$

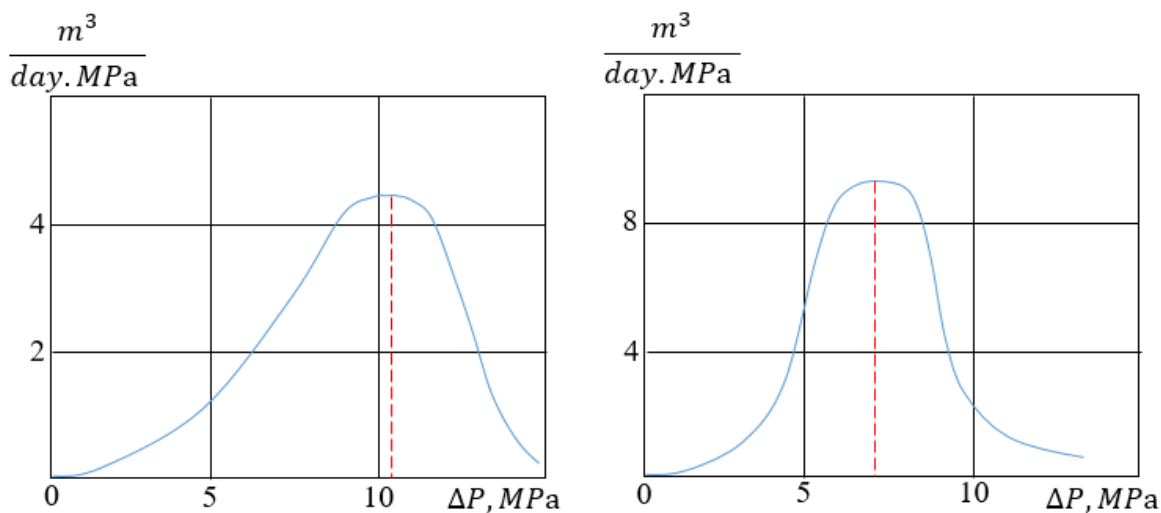


Рис. 5. Зависимость коэффициента продуктивности $\bar{\eta}$ от депрессии при освоении ΔP для условий продуктивных отложений васюганской свиты: слева: $H = 2600 - 2800$ м, $\bar{E} = 1$; Справа: $H = 2600 - 2800$ м, $\bar{E} = 2$

Fig. 5. Dependence of productivity coefficient on depression during ΔP development for conditions of productive deposits of the Vasyugan formation: left: $H = 2600 - 2800$ м, $\bar{E} = 1$; Right: $H = 2600 - 2800$ м, $\bar{E} = 2$

Согласно схеме градации исходной информации, корреляционная зависимость $\Delta P = f(\bar{E}, H)$ для выделенных геологических тел (свит) имеет следующие выражения:

- покурская свита (сеноманские газоносные отложения):

$$\Delta P_{act.} = \frac{e^{(-5,3-4 \cdot 10^{-3} \cdot H)}}{\bar{E}},$$

зависимость справедлива в интервале значений $\bar{E}$ от 0 до 8 и глубины H от 600 до 1300 м. Коэффициент корреляции 0,85 при уровне значимости 0,05;

- варторская свита:

$$\Delta P_{act.} = \frac{H^{(1,1+\frac{\bar{E}}{9})}}{490 \cdot e^{1,1 \cdot \bar{E}}},$$

зависимость справедлива в интервале значений $\bar{E}$ от 0 до 9 и глубины H от 1800 до 3200 м. Коэффициент корреляции 0,87 при уровне значимости 0,05;

- мегионская свита:

$$\Delta P_{act.} = \frac{H^{1,72}}{6 \cdot 10^4 \cdot \bar{E}^{(4898)}},$$

зависимость справедлива в интервале значений $\bar{E}$ от 0 до 8 и глубины H от 2200 до 3200 м. Коэффициент корреляции 0,89 при уровне значимости 0,05;

- васюганская свита:

$$\Delta P_{act.} = \frac{H}{256 - \bar{E}^{0,75}},$$

зависимость справедлива в интервале значений $\bar{E}$ от 0 до 8 и глубины H от 2100 до 3100 м. Коэффициент корреляции 0,91 при уровне значимости 0,05.

Исходя из того, что методика подсчета запасов газа для сеноманских продуктивных отложений одно-типна [27–29], требования, предъявляемые ГКЗ, строго определены инструктивно, а отбор исходной информации носит достаточно стохастический характер и охватывает почти все продуктивные комплексы. Поэтому можно обоснованно утверждать, что отмеченное обстоятельство отражает общую тенденцию ведения подобных работ в регионе.

Так как объемы балансовых запасов в перспективе определяют планирование уровня добычи углеводородного сырья, то выявление факторов, приводящих к такому результату, имеет первостепенное значение.

«Желательность» комплекса показателей D определяется выражением:

$$D = \sqrt[K]{d_1 \cdot d_2 \cdot \dots \cdot d_K}, \quad (3)$$

где d – «желательность» отдельного показателя; K – количество показателей.

В дальнейших исследованиях под «желательностью» будет пониматься какой-либо качественный уровень. Можно выделить пять таких уровней: «очень плохо» ($D, d = 0; 0,20$), «плохо» ($D, d = 0,21; 0,37$), «удовлетворительно» ($D, d = 0,38; 0,63$), «хорошо» ($D, d = 0,64; 0,80$), «очень хорошо» ($D, d = 0,81; 1,00$).

Для перевода принятого параметра (коэффициента продуктивности) в «качественный уровень» можно использовать формулу одностороннего ограничения ($\eta \geq \eta_{min}$):

$$d_K = e^{(-e)^{(-y)}}, \quad (4)$$

где $y = a_0 + a_1 \cdot \eta + a_2 \cdot \eta^2 + \dots + a_K \cdot \eta^K$ – безразмерное значение параметра (η), которое определяется в виде полинома K -го порядка.

За базовые точки принимаются условные значения исследуемых параметров, отнесенные со следующими уровнями качества: «очень плохо» ($d = 0,20$), «удовлетворительно» ($d = 0,38$), «хорошо» ($d = 0,80$). Используя формулу (4), можно получить соответствующие y для перечисленных ранее уровней качества: $-0,475$, $0,033$ и $1,500$.

Решением системы уравнений, вытекающей из (3)

$$\begin{cases} -0,475 = a_0 + a_1 \cdot \eta_{0,2} + a_2 \cdot \eta_{0,2}^2 + a_3 \cdot \eta_{0,2}^3 \\ 0,033 = a_0 + a_1 \cdot \eta_{0,38} + a_2 \cdot \eta_{0,38}^2 + a_3 \cdot \eta_{0,38}^3 \\ 1,500 = a_0 + a_1 \cdot \eta_{0,8} + a_2 \cdot \eta_{0,8}^2 + a_3 \cdot \eta_{0,8}^3 \end{cases} \quad (5)$$

является нахождение значений коэффициентов a_0, a_1, a_2 .

Для того чтобы решить приведенную систему уравнений фактические значения коэффициента продуктивности (η_{fact}) в базовых точках приняты следующие:

1. Минимальный рентабельный коэффициент продуктивности $\eta_{min}^{eff.}$ меньше потенциального коэффициента продуктивности $\eta_{pot.}$: «очень плохо» –

$\eta_{fact} = 0,001$; «удовлетворительно» – $\eta_{fact} = \eta_{min}^{eff.}$; «хорошо» – $\eta_{fact} = \eta_{pot.}$.

2. Минимальный рентабельный коэффициент продуктивности больше потенциального коэффициента продуктивности: «очень плохо» – $\eta_{fact} = 0,001$; «хорошо» – $\eta_{fact} = \eta_{pot.}$; «очень хорошо» – $\eta_{fact} = \eta_{min}^{eff.}$.

Таким образом, для практической реализации предложенной процедуры необходимо для каждой скважины, пробуренной в контуре газоносности подсчетного объекта, установить величины $\eta_{pot.}$ и $\eta_{min}^{eff.}$.

Заключение

Выполненная научная работа позволяет идентифицировать участки стабилизации изменений удельного балансового запаса газа, что говорит о стабилизации объемов дренирования внутри контура питания в сеноманских отложениях в процессе опытно-промышленной эксплуатации.

Для остаточных запасов газа в отложениях сеноманского типа предполагается:

- выделить на разные даты исследования внешние границы контура питания, в их пределах построить карты изобар и рассчитать по ним средневзвешенные пластовые давления;
- располагая сведениями о величинах накопленного притока и средневзвешенного понижения пластового давления, рассчитать на те же даты удельный балансовый запас флюидов;
- построить графики зависимости удельного балансового запаса от средневзвешенной величины текущего пластового давления и, если условие стабилизации объема дренирования будет установлено, для него рассчитать балансовые запасы газа в пределах выделенного контура.

Необходимо отметить, что параметры $\bar{E}$ и H определяются по данным интерпретации геофизических исследований, поэтому на момент испытания объекта эти величины могут быть вычислены. Зная их, по приведенным уравнениям нетрудно рассчитать необходимую депрессию вызова притока.

В результате составления и решения уравнений типа (5) для каждой скважины исследуемых объектов Западной Сибири был получен исходный массив данных для оценки влияния качества заканчивания на соответствующие объемы запасов.

Исследуемые запасы не будут отличаться от утвержденных в ГКЗ только в том случае, если обобщенный показатель качества заканчивания будет $D \geq 8$.

Такая ситуация возможна только тогда, когда на большинство скважин, пробуренных на данной площади, при испытании получены притоки, соответствующие потенциальным возможностям пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Theoretical and applied aspects of using a thermal pump effect in gas pipeline systems / M. Fyk, I. Fyk, V. Biletsky, M. Oliynyk, Y. Kovalchuk, V. Hnieushev, Y. Shapchenko // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2018. – № 1 (8). – Р. 39–48.
2. Katanov Y.E. A probabilistic and statistical model of rock deformation // EDP Sciences – In E3S Web of Conferences. – 2021. – V. 266. – P. 03011.

3. Katanov Y.E., Vaganov Y.V., Listak M.V. Geological and mathematical description of the rocks strain during behaviour of the producing solid mass in compression (Tension) // Journal of Mines, Metals and Fuels. – 2020. – № 9 (69). – P. 285–292.
4. Geological Model of Oil and Gas Condensate Deposits from 3D TEM Data (Yamal Area) / A.A. Otsimik, I.V. Buddo, I.A. Shelokhov, D.S. Andreev, L.A. Vakhitova, A.S. Smirnov // GeoBaikal European Association of Geoscientists & Engineers. – 2020. – V. 2020. – № 1. – P. 1–6.
5. Patterns of location and conditions of formation and accumulations of natural bitumen and high-viscosity oils in geology of Uzbekistan / T. Shoymurotov, I. Togaev, S. Akmalov, L. Samiev, M. Otakhonov, T. Apakhodjaeva // AIP Conference Proceedings AIP Publishing LLC. – 2022. – V. 2432. – № 1. – P. 030002.
6. Restoration of karst paleogeomorphology and its significance in petroleum geology - using the top of the Middle Triassic Leikoupo Formation in the northwestern Sichuan Basin as an example / T. Yu, H. Liu, B. Liu, S. Tang, Y. Tang, C. Yin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – № 208. – P. 109638.
7. Использование данных сейсморазведки в процессе разработки газовой залежи сеномана / А.С. Щетинин, Е.В. Бондарь, А.Ю. Орлов, И.А. Кунакужин // Газовая промышленность. – 2020. – № 5 (800). – С. 36–42.
8. Seismogeological analysis as a tool of history matching / A.A. Gorlanov, D.Y. Vorontsov, A.S. Schetinin, A.I. Aksenov, D.G. Ovchinnikova // YNAO Case Study. Exposition Oil Gas. – 2021. – Iss. 3. – № 10. – P. 2076–6785.
9. Merkulova V.A., Vladislav K., Viktor S. Modern approaches and constructive solutions for new oil and gas condensate deposits in Russia // International Journal of Applied Engineering Research. – 2018. – № 8 (13). – P. 5609–5613.
10. Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах / Ю.Е. Катанов, А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, М.Е. Савина, Г.А. Шлеин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 19–29.
11. Дедовской В.И. Математические модели двумерных течений жидкости в задачах гидродинамики и теории фильтрации: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Ставрополь, 2006. – 291 с.
12. Непотасов Г.В. Методика определения оптимальных параметров систем разработки газоконденсатных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 1. – С. 27–35.
13. Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем / В.А. Огай, Е.А. Сабурова, В.О. Довбыш, А.Ю. Юшков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 36–50.
14. Сурикова Е.С., Конторович В.А., Аюнова Д.В. Сейсмогеологические критерии газоносности сеноманских отложений Надым-Пурского междуречья // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. – № 1. – С. 10–17.
15. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – № 2. – С. 162–173.
16. Варианты повышения эффективности разработки малоамплитудных газовых залежей при активном внедрении пластовой воды / Р.И. Шарипов, А.И. Давлетшин, А.Ю. Юшков, О.А. Лознюк // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 3. – С. 5–10.
17. Богданов О.А., Иванов О.А. Создание моделей флюидоупоров сеноманских залежей севера Западной Сибири для мониторинга процессов разработки // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 6. – С. 32–39.
18. Bogachkov I.M. Designing power supply systems with account to the entire life cycle of the gas field as exemplified by the existing fields in Western Siberia // In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science IOP Publishing. – 2021. – V. 720. – № 1. – P. 012096.
19. Курбонов Н.М. Математическая модель процесса фильтрации газа в пористых средах и численный алгоритм решения задачи координатного расщепления // Информационные технологии. Проблемы и решения. – 2021. – № 1 (14). – С. 55–63.
20. Непотасов Г.В. Методика определения оптимальных параметров систем разработки газоконденсатных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 1. – С. 27–35.
21. Прогнозирование рисков неравномерной выработки запасов в условиях эксплуатации залежи горизонтальными скважинами / И.Н. Тихонов, А.С. Валиуллин, М.С. Валиуллин, Р.В. Бутенко // Перспективы развития и применения современных технологий. – 2022. – С. 131–143.
22. Шарапов А.С. Режимы проведения исследований с применением технологий фильтрации на газоконденсатных месторождениях // Oil & Gas Technologies. – 2020. – № 4 (128). – С. 19–24.
23. Механизм фильтрации газоконденсатной смеси в пласте на ранних этапах возмещения залежи / В.К. Федорцов, А.П. Телков, В.Е. Мискевич и др. // Труды ЗапСибНИГНИ. Фазовые переходы углеводородных систем в пласте и скважине. – Тюмень, 1989. – С. 16–28.
24. Кинетика фазовых превращений газоконденсатных систем в пористой среде / И.И. Нестеров, В.К. Федорцов, А.А. Болотов и др. // Труды ЗапСибНИГНИ. Фазовые переходы углеводородных систем в пласте и скважине. – Тюмень, 1989. – С. 75–78.
25. Федорцов В.К., Ягафаров А.К., Клевцур А.П. Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч. 2 // Труды ЗапСибБурНИПИ: Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов. – Тюмень, 1988. – 351 с.
26. Теория повышения продуктивности скважин и воздействия на залежи углеводородов на месторождениях Западной Сибири / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, И.П. Попов, Ю.В. Ваганов, Ю.Е. Катанов, Ж.С. Попова, М.Е. Савина. – Тюмень: Изд-во Тюменского индустриального университета, 2017. – 204 с.
27. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М.: Изд-во «Недра», 1972. – 288 с.
28. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Изд-во «Недра», 1984. – 269 с.
29. Федорцов В.К., Чикирев Ф.А. Подсчет запасов газа пьезометрическим методом с использованием параметров разработки по эксплуатационным зонам месторождения (УКПГ) // Тюменский научный журнал «Горные ведомости». – 2014. – С. 56–60.

Поступила: 09.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 30.03.2023 г.

Информация об авторах

Катанов Ю.Е., кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории капитального ремонта скважин и интенсификации притока, ведущий научный сотрудник лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли Тюменского индустриального университета.

Ягафаров А.К., доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный геолог РФ, академик РАЕН им. В.И. Вернадского, почётный нефтяник Тюменской области, Тюменский индустриальный университет.

Аристов А.И., лаборант-исследователь лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли Тюменского индустриального университета.

UDC 550.812.14

ASSESSMENT OF WELL COMPLETION QUALITY IMPACT ON THE VOLUME OF EXPLORED BALANCE RESERVES OF HYDROCARBONS

Yuri E. Katanov¹,
katanov-juri@rambler.ru

Alik K. Yagafarov¹,
yagafarovak@tyuiu.ru

Artyom I. Aristov¹,
artizzq@gmail.com

¹ Industrial University of Tyumen,
70, Melnikaite street, Tyumen, 625039, Russia.

The relevance. Traditional methods of hydrodynamics are sufficiently unambiguous to find out how much the actual productivity of the reservoir differs from its potential productivity. Such estimation was not quite satisfied with the production, especially in the conditions of exploration works, where the objectives of achieving the potential productivity of the object, as a rule, are not set during the test. The emergence of requirements of economic nature to the results of the test has further limited the scope of its application. There was an urgent need to create such a methodological approach, which would allow assessing the quality of the activities carried out not by discrete values, but on a continuous scale. For this purpose, the authors proposed to use the «desirability» function, which is widely used for quantitative assessment of the quality of any technological processes. The essence of the approach consists in converting the actual indicators into a dimensionless scale of «desirability», which can be used to assess their qualitative level.

The main aim of the work is to develop a primary geological and technological model to assess the impact of well completion quality on the volume of explored balance reserves of hydrocarbons.

The objects of the investigation are productive sediments of the Pokurskaya, Vartovskaya, Megionskaya, and Vasyuganskaya formations.

Methods. The geological efficiency of exploration works on the basis of retrospective analysis was investigated. The relationship between the productivity factor, complex geophysical parameter, underbalance at development and the depth of the bedrock bedding was investigated through associative analysis and mathematical modeling. Geological and technological modeling was carried out to find the optimal underbalance to cause cost-effective hydrocarbon inflow.

Results. The well completion quality estimation scheme was formed. Correlations of optimal underbalance level of significance 0,05 were obtained. The «desirability» function was used to translate the actual productivity coefficient to the «quality level», resulting in a system of equations for the minimum cost-effective productivity coefficient.

Key words:

Productivity, desirability, gas production, formation, technology, profitability, filtration, drainage zone, depression funnel.

REFERENCES

1. Fyk M., Fyk I., Biletsky V., Oliynyk M., Kovalchuk Y., Hnieushev V., Shapchenko Y. Theoretical and applied aspects of using a thermal pump effect in gas pipeline systems. *Eastern European Journal of Advanced Technology*, 2018, no. 1 (8), pp. 39–48.
2. Katanov Y.E. A probabilistic and statistical model of rock deformation. *EDP Sciences. E3S Web of Conferences*, 2021, vol. 266, pp. 03011.
3. Katanov Y.E., Vaganov Y.V., Listak M.V. Geological and mathematical description of the rocks strain during behaviour of the producing solid mass in compression (Tension). *Journal of Mines, Metals and Fuels*, 2020, no. 9 (69), pp. 285–292.
4. Otsimik A.A., Buddo I.V., Shelokhov I.A., Andreev D.S., Vakhtova L.A., Smirnov A.S. Geological Model of Oil and Gas Condensate Deposits from 3D TEM Data (Yamal Area) *GeoBaikal. European Association of Geoscientists & Engineers*, 2020, vol. 2020, no. 1, pp. 1–6.
5. Shoyurotov T., Togaev I., Akmalov S., Samiev L., Otakhonov M., Apakhodjaeva T. Patterns of location and conditions of formation and accumulations of natural bitumen and high-viscosity oils in geology of Uzbekistan. *AIP Conference Proceedings. AIP Publishing LLC*, 2022, vol. 2432, no. 1, pp. 030002.
6. Yu T., Liu H., Liu B., Tang S., Tang Y., Yin C. Restoration of karst paleogeomorphology and its significance in petroleum geology – using the top of the Middle Triassic Leikoupo Formation in the northwestern Sichuan Basin as an example. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, no. 208, pp. 109638.
7. Shchetinin A.S., Bondar E.V., Orlov A.Yu, Kunakuzhin I.A. Use of seismic data in the development of the Cenomanian gas reservoir. *The gas industry*, 2020, no. 5 (800), pp. 36–42. In Rus.
8. Gorlanov A.A., Vorontsov D.Y., Shchetinin A.S., Aksenov A.I., Ovchinnikova D.G. Seismogeological analysis as a tool of history matching. YNAO Case Study. *Exposition Oil Gas*, 2021, Iss. 3. Russ., no. 10, pp. 2076–6785.
9. Merkulova V.A., Vladislav K., Viktor S. Modern approaches and constructive solutions for new oil and gas condensate deposits in Russia. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2018, no. 8 (13), pp. 5609–5613.
10. Katanov Yu.E., Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Savina M.E., Shlein G.A. Study of the effect of capillary phenomena in the filtration of two-phase immiscible liquids in porous media. *Proceedings of the higher educational institutions. Oil and Gas*, 2020, no. 1, pp. 19–29. In Rus.
11. Dedovskoy V.I. *Matematicheskie modeli dvumernykh techeniy zhidkosti v zadachakh gidrodinamiki i teorii filtratsii*. Dis. Kand. nauk [Mathematical models of two-dimensional flows of fluid in problems of hydrodynamics and theory of filtration. Cand. Diss.]. Stavropol, 2006. 291 p.
12. Nepotasov G.V. Methodology for determining the optimal parameters of gas-condensate field development systems. *Science and technology in the gas industry*, 2019, no. 1, pp. 27–35. In Rus.
13. Ogai V.A., Saburova E.A., Dovbysh V.O., Yushkov A.Yu. Calculation of pressure drop in a Cenomanian gas well operated with blowing agent. *Proceedings of the higher educational institutions. Oil and Gas*, 2020, no. 4, pp. 36–50. In Rus.

14. Surikova E.S., Kontorovich V.A., Ayunova D.V. Seismogeological criteria of gas content in the Cenomanian deposits of the Nadym-Pur interfluvium. *Interexpo Geo-Siberia*, 2018, no. 1, pp. 10–17. In Rus.
15. Sopnev T.V., Beketov S.B. Refinement of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas reservoir of the Yuzhno-Russkoe field. *Bulatov readings*, 2018, no. 2, pp. 162–173.
16. Sharipov R.I., Davletshin A.I., Yushkov A.Yu., Loznyuk O.A. Options for improving the development efficiency of low-amplitude gas reservoirs with active introduction of formation water. *Petroleum Engineering*, 2018, no. 3, pp. 5–10. In Rus.
17. Bogdanov O.A., Ivanov S.A. Creating models of fluid reservoirs of Cenomanian deposits of the north of Western Siberia for monitoring of development processes. *Bulletin of Central Oil and Gas Field Development Commission Rosnedra*, 2012, no. 6, pp. 32–39. In Rus.
18. Bogachkov I.M. Designing power supply systems with account to the entire life cycle of the gas field as exemplified by the existing fields in Western Siberia. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. IOP Publishing, 2021, vol. 720, no. 1, pp. 012096.
19. Kurbonov N.M. Mathematical model of gas filtration process in porous media and numerical algorithm of problem solution by coordinate splitting method. Information technologies. *Problems and solutions*, 2021, no. 1(14), pp. 55–63. In Rus.
20. Nepotasov G.V. Methodology for determining the optimal parameters of gas condensate field development systems. *Science and Technology in the Gas Industry*, 2019, no. 1, pp. 27–35. In Rus.
21. Tikhonov I.N., Valiullin A.S., Valiullin M.S., Butenko R.V. Prediction of risks of uneven reserve depletion in the operation of the deposit by horizontal wells. *Prospects of development and application of modern technologies*, 2022, pp. 131–143. In Rus.
22. Sharapov A.S. Modes of research using filtration technologies at gas-condensate fields. *Oil-and-Gas Technologies*, 2020, no. 4 (128), pp. 19–24.
23. Fedortsov V.K., Telkov A.P., Miskevich V.E. Mekhanizmi filtratsii gazokondensatnoy smesi v plaste na rannikh etapakh vozmeshcheniya zalezhi [Mechanism of gas-condensate mixture filtration in the reservoir at the early stages of reservoir recovery]. *Trudy ZapSibNIGNI. Fazovye perekhody uglevodorodnykh sistem v plaste i skvazhine* [Proceedings of the ZapSibNIGNI. Phase Transitions of Hydrocarbon Systems in the Reservoir and in the Well]. Tyumen, 1989, pp. 16–28.
24. Nesterov I.I., Fedortsov V.K., Bolotov A.A. Kinetika fazovykh prevrashcheniy gazokondensatnykh sistem v poristoy srede [Kinetics of phase transformations of gas condensate systems in porous media]. *Trudy ZapSibNIGNI. Fazovye perekhody uglevodorodnykh sistem v plaste i skvazhine* [Proceedings of the ZapSibNIGNI. Phase Transitions of Hydrocarbon Systems in Reservoir and Well]. Tyumen, 1989, pp. 75–78.
25. Fedortsov V.K., Tagafarov A.K., Klevtsov A.P. Prakticheskie ukazaniya po ispitaniyu poiskovykh i razvedochnykh skvazhin na neft i gaz. Ch. 2 [Practical instructions for testing of prospect and exploration wells for oil and gas. P. 2]. *Trudy ZapSibBurNIPI. Osvoenie skvazhin, intensifikatsiya pritokov iz porovykh kolektorov* [Proceedings of the ZapSibBurNIPI. Development of wells, intensification of flows from pore reservoirs]. Tyumen, 1988. 351 p.
26. Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Popov I.P., Vaganov Yu.V., Katanov Yu.E., Popova Zh.S., Savina M.E. Teoriya povysheniya produktivnosti skvazhin i vozdeistviya na zalezhi uglevodorodov na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri [Theory of increasing well productivity and impact on hydrocarbon deposits in the fields of Western Siberia]. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ. House, 2017. 204 p.
27. Barenblatt G.I., Yentov V.M., Ryzhik V.M. *Teoriya nestatsionarnoy filtratsii nefti i gaza* [Theory of nonstationary filtration of fluid and gas]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 288 p.
28. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. *Issledovaniya neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov* [Research of oil and gas wells and reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 269 p.
29. Fedortsov V.K., Chikirev F.A. Calculation of gas reserves by the piezometric method using the parameters of development by operational zones of the field (UKPG). *Tyumen Scientific Journal «Mining news»*, 2014, pp. 56–60. In Rus.

Received: 9 February 2023.

Reviewed: 30 March 2023.

Information about the authors

Yuri E. Katanov, Cand. Sc., associate professor, leading researcher, Industrial University of Tyumen.

Alik K. Yagafarov, Dr. Sc., professor, Honored Geologist of the Russian Federation, Academician of V.I. Vernadsky Russian Academy of Natural Sciences, Honoured Oil Worker of the Tyumen Region, Industrial University of Tyumen.

Artyom I. Aristov, laboratory researcher, Industrial University of Tyumen.

УДК 550.83+ 552.5 +553.98

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СТАТИСТИЧЕСКИ-КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС НА МЕСТОРОЖДЕНИИ САМОТЛОР

Мельник Игорь Анатольевич¹,
melnik@tpu.ru

Жданова Юлия Юрьевна¹,
yym3@tpu.ru

Сидоренко Никита Святославович¹,
nikitacidor@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Проблема, связанная с низкоомными коллекторами на месторождениях Западной Сибири, актуальна уже с конца прошлого века. По материалам геофизических исследований скважин продуктивные низкоомные коллекторы часто интерпретируются как водонасыщенные, вследствие чего они не используются при дальнейшей эксплуатации скважины. Проведение исследования обусловлено возможностью обнаружения ранее пропущенных низкоомных продуктивных песчаных коллекторов по архивам геофизических исследований скважин старого фонда и по отсутствующим керновым материалам.

Цель: иллюстрация применения метода статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин для поиска пропущенных залежей на нефтегазовом месторождении Самотлор (Ханты-Мансийский автономный округ).

Объекты: продуктивные юрские и меловые песчаные отложения месторождения Самотлор.

Методы: статистическая интерпретация данных геофизических исследований скважин на предмет выявления интенсивностей наложено-эпигенетических процессов каолинитизации, карбонатизации, пиритизации, пелитизации и пропущенных низкоомных УВ-насыщенных коллекторов.

Результаты. Применение метода статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин в песчаных коллекторах месторождения Самотлор позволило определить индикаторы нефтегазонасыщенности и выявить перспективные интервалы с пониженным удельным электрическим сопротивлением. Определены граничные значения исследуемого индикатора при выявлении перспективных зон. Сопоставление величин низкоомного параметра с характером насыщения испытанных коллекторов (ранее нам неизвестных) позволило определить коэффициент успешности ($K_{\text{усп}}=87\%$) применения данного индикатора. Вычисленные величины статистических интенсивностей вторичных процессов позволили выявить причины понижения электрических сопротивлений исследуемых пластов и определить приращенное сопротивление, обусловленное пиритизацией, пелитизацией и образованием повышенной поверхностной электрической проводимостью глинистого цемента песчаной породы.

Ключевые слова:

наложено-эпигенетический процесс, вторичная каолинитизация, вторичная пиритизация, низкоомный коллектор, углеводороды, удельное электрическое сопротивление, геофизические исследования скважин, Самотлор.

Введение

Самотлорское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на восточном склоне структуры первого порядка Нижневартовского свода, в пределах Тарховского куполовидного поднятия. Практически все пласты нефтегазового месторождения в разрезе представлены неравномерными переслаиваниями песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин. Породами-коллекторами являются главным образом полимиктовые песчаники, отчасти – крупнозернистые алевролиты. Известно, что тонкослоистое переслаивание песчано-глинистых пород может спровоцировать образование низкоомных нефтегазосодержащих коллекторов. По результатам традиционного анализа геофизических исследований скважин (ГИС) их ошибочно интерпретируют как водонасыщенные.

Тема является весьма актуальной и рассмотрена многими авторами.

К примеру, в своей работе исследователи делают вывод о том, что низкоомные нефтеносные зоны

формируются в основном за счет значительного содержания связанной воды, обусловленной повышенным содержанием иллита, смектита и сложной структурой пор. В соответствии с этим ими предложено четыре метода качественной идентификации этих зон, а именно: анализ взаимосвязи пяти коллекторских свойств, кросс-плотирование чувствительных параметров, анализ данных опрессовки и корреляция по нескольким скважинам [1].

В работе авторов из Китая рассчитано удельное сопротивление с помощью моделирования перколяционной сети и методом конечных элементов. Сделан вывод о том, что геометрия трещины существенно влияет на анизотропию удельного сопротивления, а также электропроводность породы повышается из-за содержания органических веществ, пирита и графитизации органического вещества [2].

В трудах других авторов рассмотрен механизм формирования низкоомной газовой залежи разреза Ву-2. Для газовой залежи характерно высокое содержание цеолита и аутигенного пирита. Установлен

набор эффективных методов идентификации, который сочетает в себе метод нейтронной пористости и акустической (плотностной) дискриминации, а также метод малоглубинного двухстороннего ограничения по сопротивлению [3]. Эти же выводы сделаны и в другой работе: электрические свойства пород сильно зависят от количества и распределения пирита, а также от частоты измерения электрического тока [4].

На основе комплексного исследования применены различные методы для выявления коллекторов с низким сопротивлением, такие как использование взаимосвязи между относительными значениями гамма-излучения и кажущимся электрическим сопротивлением, диаграммой относительного сопротивления по сравнению с глубинным индукционным сопротивлением, а также график зависимости несвязанной водонасыщенности от кажущегося сопротивления пластовой воды и связанной воды. Методы доказали свою эффективность в улучшении идентификации низкоомных коллекторов [5].

Авторы Исламского университета Азад пришли к выводу, что влияние на удельное электрическое сопротивление (УЭС) нефтяного коллектора оказывают диагенетические процессы, такие как пиритизация и глинизация поверхности пустот карбонатных пород. На основе полученных результатов были определены ошибки интерпретации данных ГИС [6].

В следующей работе выделены три основных фактора, оказывающих влияние на понижение УЭС песчаной породы: глинистые минералы, приводящие к увеличению микропор сланца с последующим увеличением насыщения связанной воды, органическое вещество и вторичная хлоритово-пленочная цементация, пористая кальцитовая цементация, наличие галита и органических прослоек [7].

В своей работе П. Соломон в результате исследования обнаружил, что основными причинами, формирующими значительную концентрацию связанной воды, являются: высокое содержание мелких частиц в коллекторе, мелкопористая структура коллектора, а также гидрофильность породы. Удельное сопротивление пласта увеличивается по мере уменьшения насыщения водой. Следовательно, значительная связанная водонасыщенность является одной из важных причин, влияющих на понижение удельного сопротивления [8].

В статье [9] авторы определяют характер насыщения резервуара с помощью данных каротажа акустической пористости, данных каротажа плотностной пористости и данных каротажа нейтронной пористости, используя метод коэффициента разности эквивалентных модулей упругости продольной волны в полном объеме без сигнала удельного сопротивления. Этот комплексный метод интерпретации ГИС позволил эффективно идентифицировать насыщенность коллектора.

Китайские и канадские авторы в своей работе обосновывают причину образования низкоомных коллекторов в пластах верхнего мела на территории формации Циншанькоу. В составе глинистых минералов в основном преобладают иллит-монтмориллонитовый

смешанный слой и иллит с высокой катионообменной адсорбционной способностью и высокой проводимостью. Большинство цементирующих материалов подвергается аргиллизации из-за эпигенеза, что может обеспечить хорошее условие для появления большого количества связанной воды, поэтому образуется электропроводящая система, понижающая удельное сопротивление пласта [10].

Группа исследователей китайской компании «Petro China Huabei Oilfield Company» предложили метод оценки характера насыщения низкоомных коллекторов с помощью определения отношения удельного сопротивления пласта к удельному сопротивлению промывочной зоны фильтра бурового раствора. Отношение показаний, являющееся константой, не зависит от пористости, электрохимических параметров породы и УЭС пластовой воды. Данные решения позволяют быстро идентифицировать нефтяные и водные слои [11].

Тем не менее какие бы не были разработаны инструменты и методы для оценки часто игнорируемых зон низкоомных коллекторов, исследователь К.Э. Хиггс делает вывод о том, что их природа является многообразной и изобретаемые методы их обнаружения не универсальны, что, в свою очередь, предполагает дальнейшее развитие новых технологий обнаружения пропущенных залежей нефти и газа [12].

Целью данной работы является иллюстрация применения метода статистически-корреляционной интерпретации (СКИ) материалов ГИС для поиска пропущенных залежей на нефтегазовом месторождении Самотлор.

Краткое изложение теории СКИ в качестве метода интерпретации данных ГИС

Метод СКИ материалов ГИС основан на концепции геохимического преобразования вещества, при котором регистрируемые (от двух и более) переменные параметры (напряжение электрического поля, интенсивности радиационных полей, содержания химических элементов и т. д.) отображают определяемые петрофизические характеристики трансформирующей породы в разрезе скважин. Причем величины данных исследуемых параметров соответствующим образом могут коррелировать между собой [13].

Измеряемые и вычисляемые поточечные характеристики (A) и (B), зависящие от интенсивности преобразования (I) аллотипных минералов горной породы, будут взаимозависимо проявляться с различными вероятностями: $P(A)$ и $P(B)$. Данные вероятности условны: $P(A|I)$, $P(B|I)$, где априори $P(I)=1$. В итоге получаем двумерные вероятности:

$$\begin{aligned} P(A;I) &= P(A|I)P(I) = P(A), \\ P(B;I) &= P(B|I)P(I) = P(B), \\ P(A;B) &= P(A)P(B). \end{aligned} \quad (1)$$

Основным условием корреляции регистрируемых параметров является *доминирование* изучаемого геохимического процесса, влияющего на данные параметры, относительно других параллельных процессов. При $\alpha = A + \gamma_A$; $\beta = B + \gamma_B$, где γ – отклик (доля) регистри-

руемых параметров, не связанный с влиянием исследуемых геохимических процессов, вероятности (1) измеряемых параметров определяются как:

$$P(A) = \frac{dA}{d\alpha}; P(B) = \frac{dB}{d\beta}. \quad (2)$$

Введем **постулат интенсивности – статистическая интенсивность процессов преобразования элементов открытой системы эквивалентна двумерной вероятности регистрируемых характеристик данных элементов** [13, 14]:

$$i(A;B) \sim P(A;B). \quad (3)$$

Интенсивность *доминирующего* процесса преобразования вещества вдоль разреза скважины приводит к ковариационному изменению величин измеряемых параметров: dA , $d\alpha$ и dB , $d\beta$. Величины интенсивностей процессов по всему исследуемому массиву данных (в интервале) усредняются. В таком случае двумерная статистическая интенсивность Q -выборочных параметров ($Q > 30$), в соответствии с зависимостями (2) и (3), при $|d\gamma_A| < |dA|$; $|d\gamma_B| < |dB|$ будет представлять собой следующую эквивалентную ковариацию [14]:

$$i(A;B) \sim \left\langle \frac{dAdB}{d\alpha d\beta} \right\rangle \sim \frac{1}{Q} \sum_{q=1}^{q=Q} \frac{(A_q - \bar{A})(B_q - \bar{B})}{\Delta\alpha_q \Delta\beta_q} \sim |R|. \quad (4)$$

Коэффициент корреляции в зависимости (4) взят по модулю, потому что статистическая интенсивность может быть только положительной. Очевидно, что коэффициент корреляции в первую очередь отражает качественную характеристику интенсивности. Чем больше величина данного коэффициента, тем значительней вероятность того, что корреляция между измеряемыми выборочными значениями обусловлена исследуемым процессом преобразования системы. Как правило, граничное значение коэффициента корреляции $|R| > 0,6$ определяется общепринятым уровнем значимости 0,95 [15]. В генеральной выборке двух массивов вдоль разреза скважины не всегда присутствует корреляция между исследуемыми частями выборочных значений. Поэтому при вычислении статистической интенсивности в формулу (4) необходимо включить количественный параметр, отражающий долю генеральной выборки, для которой линейная регрессия подчиняется условию $|R| > 0,6$. Для определения доли интервала генеральной выборки при выше представленном граничном условии необходимо суммировать такие доли выборок интервалов в пределах всего массива данных, в которых наблюдаются корреляционные зависимости:

$$Y = \frac{1}{Q} \sum_{i=1}^J \sum_{h=1}^H N_h^i,$$

где N – количество всех выборочных значений при $|R_h| > 0,6$; Q – количество выборочных значений всего исследуемого массива; H – количество «интервальных» выборочных значений; J – количество «интервалов», причем $J < H \leq Q$, а если $H = Q$, то $J = 1$. Статистический параметр Y выражает интервальную меру влияния вторичных процессов, т. е. в данном случае показывает количественную долю преобразованной

материи исследуемой системы. Назовем его *интервальным параметром*.

Произведение статистических параметров [13, 14]:

$$i = YR^2, \quad (5)$$

назовем *статистической интенсивностью процессов преобразования открытых систем*, выражающей как качественные (R^2), так и количественные (Y) меры статистических регрессионных связей.

Многолетнее изучение валидности метода СКИ материалов ГИС песчаных коллекторов позволило определить следующие зависимости, на основании которых можно вычислять статистические интенсивности вторичных процессов с высокой точностью [13]:

- отрицательная регрессия содержания железа с УЭС породы – интенсивности пиритизации либо хлоритизированных биотитов;
- положительная регрессия глинистости с пористостью породы – интенсивность вторичной каолинитизации;
- отрицательная регрессия содержания калия с УЭС породы – интенсивность вторичной пелитизации;
- положительная регрессия карбонатов с макроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов породы при увеличении карбонатизации песчаника – интенсивность вторичной карбонатизации;
- обратная зависимость УЭС с глинистостью – параметр двойного электрического слоя (ДЭС), характеризующий степень влияния вторичных процессов на электропроводность ДЭС глинистых минералов.

Вычисление интенсивностей (5) перечисленных процессов позволяет выделять зоны с поверхностной электрической проводимостью, не учитываемой при стандартном методе интерпретации данных ГИС, при отсутствии керна. Величины интенсивностей таких процессов, как пиритизация, пелитизация и образование ДЭС, являются показателем степени влияния на неучтенное УЭС. Алгоритмы определения относительных содержаний железа, бора и калия в полимиктовой песчаной породе, по материалам нейтронного и гамма методов каротажа скважин, были представлены в прошлых работах [13, 16]. Валидность определений содержаний элементов подтверждена сопоставлением их теоретического вычисления с результатами многоэлементного лабораторного исследования керна.

Отрицательная регрессия содержания железа, калия и глинистости с УЭС породы позволяет определять параметры их влияний Y и R^2 для каждого исследуемого песчаного интервала. Зная относительные содержания железа, калия и глинистости с последующим вычислением их статистических параметров Y и R в отрицательных регрессионных связях с УЭС (при $R < -0,6$), можно определить параметр *скрытой электрической проводимости* (СЭП):

$$S = \sum_{n=1}^{n=3} YR_n^2. \quad (6)$$

Хорошо известно, что углеводороды относятся к диэлектрикам, и поэтому показания корреляционной зависимости в нефтегазонасыщенном интервале меж-

ду выборками кажущего электрического сопротивления ρ и общей пористости k_n (определяемой по данным нейтронных методов каротажа скважин) с большой вероятностью должны быть положительны. В свою очередь, обратно-пропорциональная (отрицательная) связь говорит о минерализованном водонасыщенном заполнении коллектора. Вычислив коэффициент корреляции общей пористости и УЭС (при условии $R_{(k_n, \rho)} > +0,6$) путем скользящей линии точек вдоль оси скважины, можно, сопоставив эти значения по глубине, вычислить *вероятность определения нефтенасыщенности интервала по следующей зависимости*:

$$p = \sum_{j=1}^m \left(\left(\sum_{i=1}^l R_i^2 / l \right) / m \right), \quad (7)$$

где i – индекс, отражающий количество задающих точек скользящей линии; j – количество шагов. При статистическом анализе данной зависимости было выявлено, что значимым результатом определения коэффициентов корреляции можно принять задающее количество точек a_i от семи и выше с шагом $h = (a_n - 7) / l$.

Чем больше математическая величина вероятности p , тем больше доверия к тому факту, что исследуемый интервал насыщен УВ. Назовем этот параметр *вероятностью насыщения УВ*.

Произведение зависимостей (6) и (7) назовем *низкоомным параметром*:

$$\Phi = Sp. \quad (8)$$

Смысл низкоомного параметра (8) заключается в возможности его применения в качестве индикатора поиска пропущенных УВ-залежей с пониженным электрическим сопротивлением.

Результаты эмпирических исследований

Месторождение Самотлор характеризуется более чем тысячей обособленных нефтегазовых залежей. В основном они представлены в песчаных отложениях поздней юры и мела. Периферия Самотлора еще недостаточно изучена, и вероятность выявления пропущенных низкоомных залежей там может быть высока. Нами были исследованы 43 скважины Самотлора, а также 10 скважин периферийных месторождений: Тюменское, Гун-Ёганское, Малочерногорское. В среднем по скважине методом СКИ изучались 15–20 пластов: АВ, БВ и ЮВ. В качестве эталонов брались испытанные интервалы – 52 нефтенасыщенных и 30 водонасыщенных пластов. По ним определилось граничное значение низкоомного параметра, разделяющего значения на продуктивный и водоносный песчаный интервал: $\Phi_{гр} > 0,14$. На рис. 1 показаны гистограммы низкоомного параметра в водоносных и нефтеносных интервалах. Статистический анализ показал, что с величиной Φ от 0,145 и выше с вероятностью 94 % исследуемый интервал будет продуктивным.

Далее, используя фильтр данных ($\Phi_{гр} > 0,14$) из генеральной выборки, были определены 146 перспективных интервалов, а при $\Phi > 0,2$ – 73 перспективных пласта. Проведена ранжировка интервалов по степени их перспективности в совокупности с другими индикаторами. Как оказалось, в наиболее перспективную зону попали уже испытанные (но ранее нам неизвестные) нефтеносные интервалы, а некоторые пласты с неясным характером насыщения были в дальнейшем испытаны. Общий коэффициент успешности выявления продуктивных интервалов оказался равен 87 %.

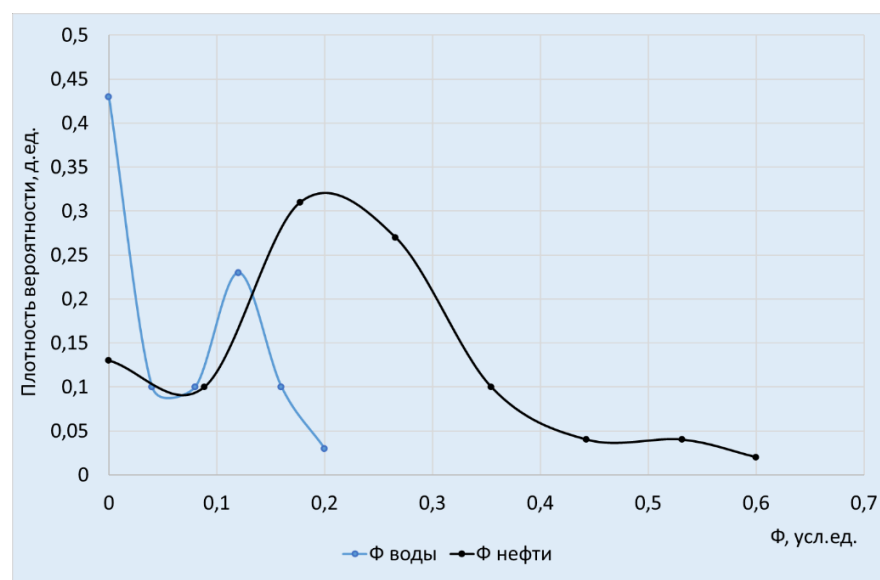


Рис. 1. Гистограммы низкоомного параметра эталонных нефтенасыщенных и водонасыщенных песчаных интервалов юры и мела месторождения Самотлор с периферийными территориями

Fig. 1. Histograms of the low-resistance parameter of the reference oil-saturated and water-saturated sand intervals of the Jurassic and Cretaceous of the Samotlor deposit with peripheral territories

Вследствие того, что величина низкоомного параметра обусловлена не только интенсивностью вторичных геохимических процессов, но и вероятным присутствием

нефти в песчаной породе, решили проверить гипотезу о возможности положительной корреляции дебита нефти исследуемого пласта с данным параметром (рис. 2).

На рис. 2 видны три положительных линейных тренда с сильной корреляционной зависимостью. Данный факт подтверждает следующую концепцию: вычисляемый статистический низкоомный параметр и эмпирический алгоритм вычисления дебита нефти

(уравнение Дюпюи) зависят от общих параметров (как минимум двух), причем оказывающих доминирующее влияние на ковариационное изменение вычисляемых характеристик. Очевидно, что данные параметры связаны с проницаемостью флюидов.

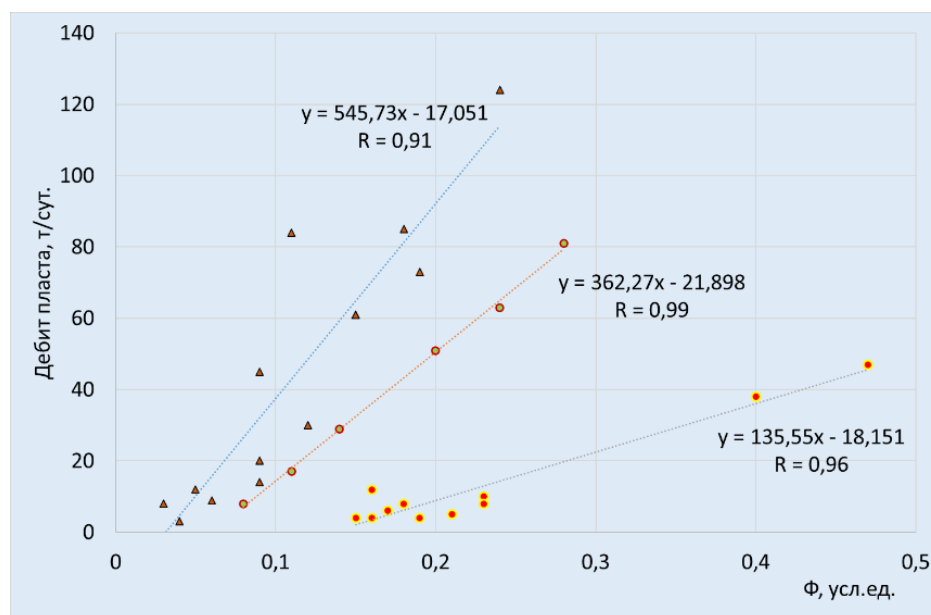


Рис. 2. Сопоставление дебита пласта с низкоомным параметром исследуемых нефтеносных песчаных интервалов юры и мела месторождения Самотлор с дебитом периферийных территорий, где показаны уравнения тренда с коэффициентами корреляции

Fig. 2. Comparison of the reservoir flow rate with the low-resistance parameter of the studied oil-bearing sand intervals of the Jurassic and Cretaceous of the Samotlor deposit with flow rate of peripheral territories, where trend equations with correlation coefficients are shown

В свою очередь, полученная положительная корреляция дебита нефти с параметром Φ является доказательством только их опосредованной связи, но не зависимости. Поэтому необходимо проверить успешность «работы» индикатора Φ при выявлении присутствия углеводородов в коллекторе. Для этого были исследованы 146 перспективных интервалов с индикатором $\Phi_{пр} > 0,14$. В данную группу вошли 42 пласта с результатами испытаний и традиционной интерпретации материалов ГИС. Получено: 30 интервалов нефтенасыщенных и нефтеводонасыщенных; 9 интервалов водонасыщенных и 3 с неясным характером насыщения. Два водонасыщенных пласта были испытаны, остальные могут оказаться в группе низкоомных с УВ насыщением. Таким образом, явный коэффициент успешности данного индикатора будет соответствовать: $K_{усп} = 71,4\%$, а если прибавить оставшиеся 10 пластов с таким же коэффициентом успешности, то получим неявную «успешность» $K_{усп}^{неяв} = 88\%$.

С целью выявления нефтенасыщенных низкоомных коллекторов (в скважинах № 15140 и 61518 Самотлорского месторождения) и сравнительного анализа результатов статистически-корреляционной интерпретации материалов ГИС с результатами традиционной интерпретации исследуемых интервалов были вычислены «истинное» УЭС интервала ($\rho_{ист}$) и его «действительное» сопротивление (ρ_d) (рис. 3, 4).

При традиционной интерпретации материалов ГИС в данных пластах были получены величины «истинно-

го» УЭС значительно ниже граничного сопротивления ($\rho_{гран}$), поэтому пласты были признаны водонасыщенными. Определение интенсивностей вторичных процессов позволило выявить причины понижения УЭС (таблица) и вычислить приращенное УЭС исследуемых интервалов. Вследствие аддитивной природы электросопротивления при последовательном соединении электропроводящих аутигенных минералов на поверхности пор приращенное УЭС пласта определяется как сумма приращенных сопротивлений вещества для свободных зарядов С-элементов калия, железа и т. д., при условии их отрицательного α -степенного влияния на УЭС в одном пространственном интервале измеряемого сопротивления $\rho_{i...j}$ [13]:

$$\Delta\rho = \Delta\rho_1 + \dots + \Delta\rho_j = \rho_{ист}[(C_1^\alpha - 1) + \dots + (C_j^\alpha - 1)].$$

Действительное УЭС исследуемого интервала (с учетом поверхностной электропроводимости) будет равно сумме «истинного» и приращенного УЭС. На рис. 3 действительное УЭС равно граничному значению, что соответствует насыщению «нефть+вода». На рис. 4 величина УЭС граничного значения несколько превышает действительное сопротивление, но вследствие значительной относительной величины приращенного сопротивления (~80 % от «истинного» УЭС) и определенного отклонения $\rho_{гран} = 4 \pm 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ было принято решение характеризовать пласт с насыщением «нефть+вода».

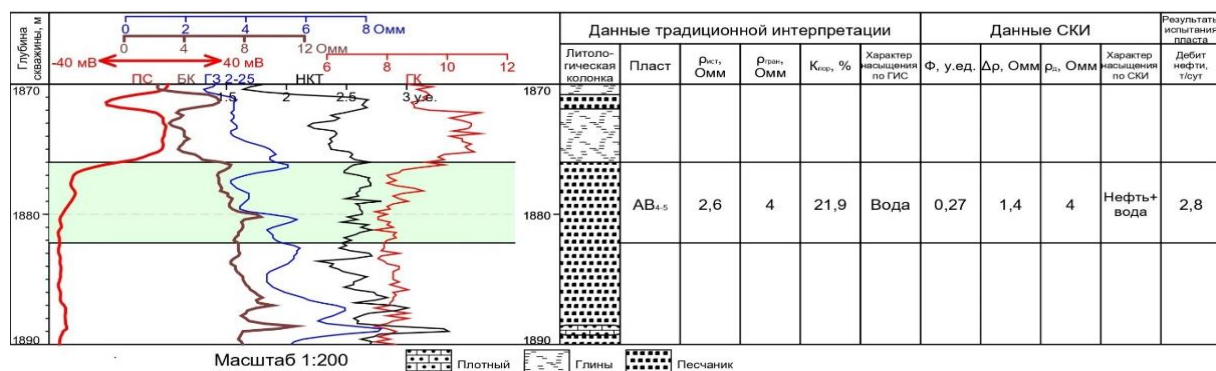


Рис. 3. Результаты SKI данных ГИС низкоомного УВ насыщенного коллектора скважины 15140 Самотлорского месторождения, где $\rho_{уст}$ – УЭС, определенное традиционным методом; $\rho_{гран}$ – граничное значение УЭС пласта; $\Delta\rho$ – приращенное УЭС; действительное УЭС пласта: $\rho_d = \rho_{уст} + \Delta\rho$

Fig. 3. Results of the SKI data of the low-resistance hydrocarbon saturated reservoir of the well 15140 of the Samotlor field, where $\rho_{уст}$ is the SER determined by the traditional method; $\rho_{гран}$ is the boundary value of the SER of the formation; $\Delta\rho$ is the incremented SER; the actual SER of the formation: $\rho_d = \rho_{уст} + \Delta\rho$

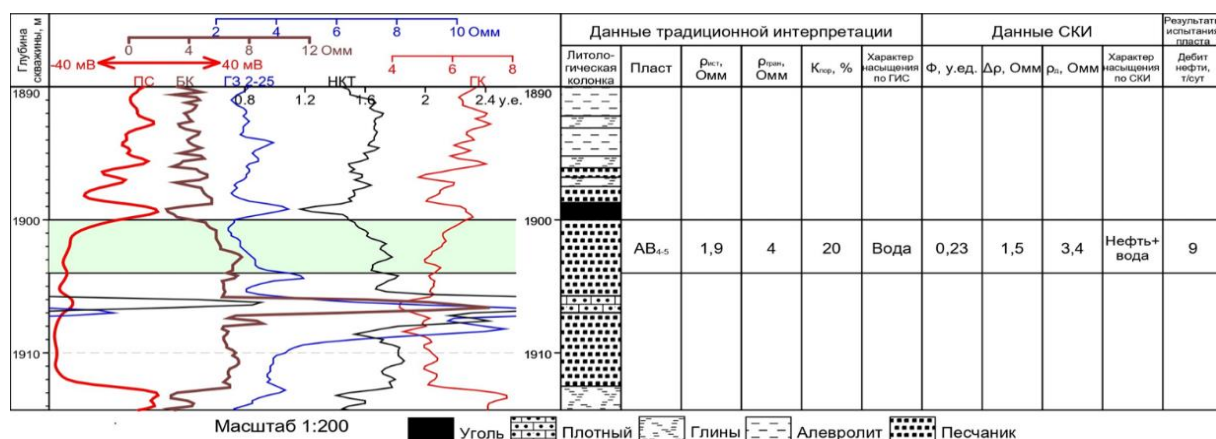


Рис. 4. Результаты SKI данных ГИС низкоомного УВ насыщенного коллектора скважины 61518 Самотлорского месторождения, где $\rho_{уст}$ – УЭС, определенное традиционным методом; $\rho_{гран}$ – граничное значение УЭС пласта; $\Delta\rho$ – приращенное УЭС; действительное УЭС пласта: $\rho_d = \rho_{уст} + \Delta\rho$

Fig. 4. Results of the WLO data of the low-resistance hydrocarbon saturated reservoir of the well 61518 of the Samotlor field, where $\rho_{уст}$ is the SER determined by the traditional method; $\rho_{гран}$ is the boundary value of the SER of the formation; $\Delta\rho$ is the incremented SER; the actual SER of the formation: $\rho_d = \rho_{уст} + \Delta\rho$

Впоследствии при испытании данных пластов были получены притоки нефти, что согласуется с результатами SKI материалов ГИС.

Обсуждение результатов

Интенсивность процесса вторичного преобразования породы (I) в результате поступления глубинных флюидов при наложенном эпигенезе с химически постоянной реакцией сильно зависит от проницаемости среды, т. е. от δ – раскрытости трещин и градиента давления флюида [16]:

$$\Phi \sim i \sim 1 = \text{const}_1 \frac{\delta \text{grad} D}{\alpha \Gamma},$$

где $\text{grad} D$ – градиент давления глубинного флюида; Γ – густота трещин; α – безразмерный коэффициент, зависящий от мерности трещин ($\alpha=1; 2; 3$).

Коэффициент проницаемости трещиноватой породы пласта (по Буссинеску) [17]:

$$K_{тр} = \alpha \Gamma \delta^3 / 12.$$

Запишем формулу Дюпюи для вычисления дебита нефти (q [м³/сут]), зависимой от проницаемости пласта совершенной нефтяной скважины [18]:

$$q = \text{const}_2 \frac{K_{тр} h}{\ln \left(\frac{R_d}{r_c} \right)} (p_{пл} - p_{заб}),$$

где $p_{заб}$ – забойное давление; $p_{пл}$ – пластовое давление; h – эффективная толщина пласта; R_d – радиус дренирования; r_c – радиус скважины. Здесь мы видим, что низкоомный параметр и дебит пласта прямо пропорциональны не только параметру раскрытости трещин, но и давлению флюида пласта. Причем дебит пропорционален раскрытости в третьей степени. При условии $\text{grad} D \sim p_{пл}$ величина q будет прямо пропорциональна Φ . На рис. 2 это условие отразилось в трех положительных регрессиях.

В свою очередь, углы наклона каждой последующей регрессии отличаются на относительные величины: $\phi_1 = 545/362 \approx 1,5$ отн. ед.; $\phi_2 = 362/135 \approx 2,68$ отн. ед.

В работе [19] было показано, что раскрытость трещин в песчаной породе дискретна, приблизительно с шагом $v \approx (1,16-1,18)^n$ усл. ед., где $n=1; 2; 3; \dots m$. Вследствие того, что в формуле Дюпюи раскрытость трещин в кубе (в отличие от раскрытости низкоомного параметра, рис. 2), отношения углов: $\varphi_1=1,16^3$; $\varphi_2=1,18^6$, будут со степенью n кратны трем ($\varphi_n=v^{3n}$). По всей видимости, проявление множества регрессий рис. 2 обусловлено дискретностью раскрытости трещин, а увеличение разброса первой корреляции (с «углом» 545 т/сут.) может быть связано с изменением забойного давления, т. е. депрессии.

Исследование вероятности соответствия величины вычисляемого низкоомного параметра действительному характеру насыщения пласта выявило следующую закономерность. Если в исследуемом интервале присутствует песчано-глинистый пропласток с вторичной карбонатизацией, низкоомный параметр не будет являться индикатором наличия углеводородов. Это связано со следующими ограничениями метода СКИ: во-первых, в водонасыщенном коллекторе с увеличением вторичной карбонатности и глинистости пористость будет уменьшаться; во-вторых, с увеличением глинистости увеличивается доля поверх-

ностной электрической проводимости породы, которая может превысить уменьшающую долю проводимости свободной воды, что и приведет к уменьшению УЭС пласта. Поэтому изменение показания УЭС будет прямо пропорционально изменению пористости и обратно пропорционально глинистости, следовательно, величина интервального параметра будет высока. Что и произошло в исследуемом водонасыщенном интервале пласта ЮВ1 скважины 1233Р (рис. 5).

На рис. 5 показаны каротажные диаграммы водонасыщенного песчаного пласта с дебитом $9 \text{ м}^3/\text{сут.}$, а также корреляционные связи между УЭС (SER), пористостью (w) и карбонатностью (kar). Вычисления интенсивностей вторичных процессов методом СКИ определили величины следующих параметров: параметр ДЭС – 0,44; параметр СЭП – 0,62; интенсивность вторичной карбонатизации – $i_{кар}=0,54$; низкоомный параметр – $\Phi=0,5$. Обратная зависимость УЭС от gl – глинистости (рис. 5, а), высокая интенсивность карбонатизации и сильные корреляционные связи (рис. 5, в, г) полностью подтверждают ранее высказанную гипотезу. Следовательно, все выявленные перспективные песчаные интервалы необходимо проверять на наличие в них вторичных глинизированных карбонатов.

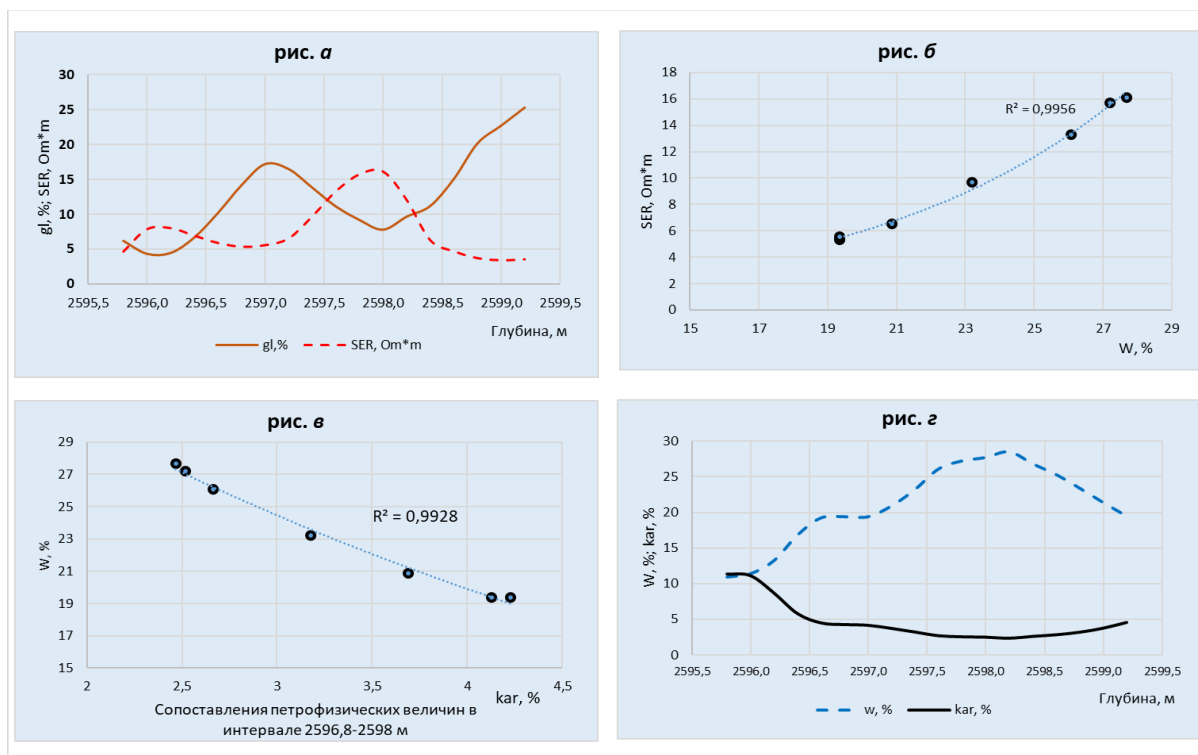


Рис. 5. Каротажные диаграммы (а, б) петрофизических данных глинистости (gl), УЭС (SER), общей пористости (w), карбонатности (kar) относительно глубины залегания коллектора, а также сопоставление УЭС с общей пористостью (в) и пористости с карбонатностью (г) в интервале 2596,8–2598 м скважины Сомотлорская

Fig. 5. Logging diagrams (a, б) of petrophysical data of clay content (gl), SER, total porosity (w), carbonate content (kar) relative to the reservoir depth, as well as comparisons of SER with total porosity (в) and porosity with carbonate content (г) in the range of 2596,8–2598 m of Samotlorskaya 1233R well

Статистическая обработка результатов исследований качества индикации нефти и газа параметром Φ при выявлении пропущенных низкоомных коллекторов Сомотлорского месторождения указывает на его высокую ва-

лидность. На рис. 3,4 данный индикатор низкоомных УВ интервалов больше его граничной величины, к тому же понижение УЭС в двух пластах в значительной степени связано с пиритизацией (таблица).

Таблица. Статистические интенсивности вторичных процессов в низкоомных интервалах месторождения Самотлор

Table. Statistical intensities of secondary processes in low-resistance intervals of the Samotlor field

Скважина Well	Интервал, м Interval, m	$I_{каол}$ I_{kaol}	$I_{карб}$ I_{carb}	$I_{пир}$ I_{pyr}	$I_{пел}$ I_{pel}	Q	Φ	Р, д. ед. Р, fr. un.
		усл. ед./fr. un.						
Самотлорская 61518 Samotlorskaya 61518	1900–1904	0	0	0,29	0,4	1,04	0,23	0,22
Самотлорская 15140 Samotlorskaya 15140	1886–1882,2	0	0,07	0,26	0	0,64	0,27	0,42

В отличие от скважины 15140, в скважине 61518 проявилась вторичная пелитизация со значительной интенсивностью, что и явилось причиной более сильного понижения УЭС исследуемого интервала до 1,9 Ом·м. По всей видимости, калиевые полевые шпаты трансформируются в смектиты с повышенной способностью к сорбции, при которой свободные катионы, диффундируя к отрицательным глинистым слоям с увеличенной площадью поверхности, являются источником повышенной плотности зарядов ДЭС в глинистых минералах [20].

Заключение

Таким образом, применение метода статистически-корреляционной интерпретации материалов ГИС в песчаных коллекторах месторождения Самотлор позволяет определять индикаторы нефтегазонасыщенности и выявлять перспективные интервалы с пониженным УЭС. Индикатором присутствия нефти и газа в песчаных интервалах Самотлорского мезозоя служит низкоомный параметр, являющийся произведением суммы интенсивностей пиритизации, пелитизации и образования двойного электрического слоя с параметром вероятности нефтегазоносности коллектора. Были определены граничные значения исследуемого индикатора при выявлении перспективных зон. Сопоставление величин низкоомного параметра с характером насыщения испытанных коллекторов (ранее нам неизвестных) позволило определить коэффициент успешности ($K_{усп}=87\%$) применения данного индикатора.

Также сопоставление выборки этого вычисляемого параметра с эмпирической величиной дебита

нефти выявило три положительные регрессии, обусловленные их прямо пропорциональной связью с двумя характеристиками: градиентом давления глубинных флюидов, входящих в формулу интенсивностей процессов, и пластовым давлением, являющимся аргументом функции дебита. Дискретность углов наклона каждой регрессии обусловлена дискретностью раскрытости трещин с шагом, равным следующей величине:

$$v \approx (1,16-1,18)^n \text{ усл. ед., где } n=1; 2; 3 \dots m.$$

В качестве иллюстрации показаны два низкоомных нефтеводонасыщенных интервала, которые ранее интерпретировались как водонасыщенные. Вычисленные величины статистических интенсивностей вторичных процессов позволили выявить причины понижения электрических сопротивлений исследуемых пластов и определить приращенное сопротивление, обусловленное пиритизацией, пелитизацией и образованием повышенной поверхностной электрической проводимости глинистого цемента песчаной породы. Суммы приращенного УЭС с «истинным» УЭС пласта, определенным традиционным методом интерпретации данных ГИС, оказались по величине соответствующие насыщению «нефть+вода».

Авторы выражают благодарность Павлову Вячеславу Анатольевичу и трудовому коллективу, который занимается разработкой программного обеспечения и поддержкой сайта zgsoft.ru, за предоставленное программное обеспечение для построения паспортов скважин и интерпретации геологических и геофизических данных «Паспорт скважины 2».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Logging-based assessment of low-resistivity oil zones: a case study from Sudan / Li Chunmei, Li Jie, Peng Cai, Wu Furong // Energy Geoscience. – 2021. – V. 4. – № 2. – P. 147–152.
- Mechanism of forming low resistivity in shale reservoirs / Li Wan, Keming Zhou, Zhijuan Tang, Tingting He // Tianshou Ma. – 2022. – V. 3. – № 1. – P. 97–113.
- Study on the origin and fluid identification of low-resistance gas reservoirs / Zhou Yuhui, Hu Qingxiong, Liu Wentao, Wu Zhiqi, Yan Yule, Ma Jialing // Yangtze University. – 2020. – V. 9. – № 2. – P. 183–196.
- Hamada G.M., Al-Awad M.N.J. Petrophysical evaluation of low resistivity sandstone reservoirs // Petroleum Industry Press. – 2020. – V. 39. – № 1. – P. 84–89.
- Characteristics and control mechanism of low resistivity contrast oil pays in Chang 8 tight sandstone reservoir of Longdong West area, Ordos Basin / Ze Bai, Maojin Tan, Yujiang Shi, Gaoren Li, Simon Martin Clark // Planetary Sciences. – 2021. – V. 7. – № 3. – P. 14–24.
- Bitar Arbab, Davood Jahani, Bahram Movahed. Reservoir characterization of carbonate in low resistivity pays zones in the Buwaib formation, Persian Gulf // Open Journal of Geology. – 2017. – V. 1. – № 9. – P. 101–132.
- Kibria G., Hossain M. Investigation of geotechnical parameters affecting electrical resistivity of compacted clays // Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering. – 2018. – № 138. – P. 1520–1529.
- An integrated approach to solve reverse resistivity contrast problem in fresh water shaly sand reservoir of Changmaigaon field, Assam India. A case study / P. Kumar, R. Solomon, T.R. Varun, A. Samanta // 2nd SPWLA-India Symposium. – India, 2019. – P.19–20.
- Bian H.Y., Pan B.Z., Wang F. Volcanic reservoirs fluid identification by neural network based on shear wave log data // Well Logging Technology. – China, 2021. – P. 264–268.
- Murray G., Mengsi S., Bing W. Logging characteristics and identification methods of low resistivity oil layer: Upper Cretaceous of the Third Member of Qingshankou Formation. – China: State Key Laboratory of Continental Dynamics, 2019. – P. 109–118.

11. Yang Kebin. Discussion on the method of evaluating oil and water layers by using ratio of deep resistivity and flush zone resistivity // International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering. – 2019. – P. 104–132.
 12. Higgs K.E., Crouch, E.M., Raine J.I. An interdisciplinary approach to reservoir characterisation; an example from the early to middle Eocene Kaimiro formation // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – V. 8. – P. 111–139.
 13. Мельник И.А. Основы статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин. – М.: РУСАЙНС, 2022. – 76 с.
 14. Мельник И.А. Определение статистической интенсивности вторичных геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 1. – С. 16–20.
 15. Лисьев В.П. Теория вероятности и математической статистики. – М.: Московский государственный университет экономики, статистики и информатики, 2006. – 199 с.
 16. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2016. – 146 с.
 17. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
 18. Миклина О.А., Мордвинов А.А. Оценка притока нефти в гидродинамически совершенную скважину. – Ухта: УГТУ, 2016. – 22 с.
 19. Мельник И.А. Полиmodalность гистограмм геологических характеристик как критерий флюидодинамики // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 66–74.
 20. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
- Поступила 28.12.2022 г.
Прошла рецензирование: 13.02.2023 г.*

Информация об авторах

Мельник И.А., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения нефтегазового дела «Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Жданова Ю.Ю., аспирант отделения геологии Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Сидоренко Н.С., аспирант отделения геологии Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.83+ 552.5 +553.98

APPLICATION OF THE METHOD OF STATISTICAL-CORRELATION INTERPRETATION OF GWS DATA IN THE SAMOTLOR FIELD

Igor A. Melnik¹,
melnik@tpu.ru

Yulia Yu. Zhdanova¹,
yym3@tpu.ru

Nikita S. Sidorenko¹,
nikitacidor@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. The problem associated with low-resistance reservoirs in the fields of Western Siberia has been relevant since the end of the last century. According to the materials of geophysical studies of wells, productive low-resistance reservoirs are often interpreted as water-saturated, as a result of which they are not used in the further operation of the well. The study is caused by the possibility of detecting previously missed low-resistance productive sand reservoirs from the archives of geophysical well surveys of the old fund and from missing core materials.

The main aim: illustration of applying the method of statistical correlation interpretation of geophysical well surveys materials to search for missed deposits at the Samotlor oil and gas field (Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug).

Objects: productive Jurassic and Cretaceous sand deposits of the Samotlor fields.

Methods: statistical interpretation of the geophysical well surveys data to identify the intensities of superimposed epigenetic processes of kaolinitization, carbonatization, pyritization, pelitization and missed low-resistance HC-saturated reservoirs.

Results. The application of the method of statistical-correlation interpretation of the material's geophysical studies of wells in the sand reservoirs of the Samotlor field made it possible to determine the indicators of oil and gas saturation and identify promising intervals with reduced electrical resistivity. The boundary values of the studied indicator are determined when identifying promising zones. Comparison of the values of the low-resistance parameter with the saturation character of the tested collectors (previously unknown to us) allowed us to determine the success rate ($C_{suc}=87\%$) of this indicator application. The calculated values of statistical intensities of secondary processes made it possible to identify the reasons for the decrease in electrical resistances of the studied layers and to determine the incremented resistance due to pyritization, pelitization and the formation of increased surface electrical conductivity of clay cement of sandy rock.

Key words:

superimposed epigenetic process, secondary kaolinitization, secondary pyritization, low resistivity reservoir, hydrocarbons, specific electric resistivity, geophysical well surveys, Samotlor.

The authors appreciate Vyacheslav A. Pavlov and the work team who develops software and supports the site zgsoft.ru for the software provided to develop the well passports and interpret the geological and geophysical data «Well Passport 2».

REFERENCES

- Li Chunmei, Li Jie, Peng Cai, Wu Furong Logging-based assessment of low-resistivity oil zones: a case study from Sudan. *Energy Geoscience*, 2021, vol. 4, no. 2, pp. 147–152.
- Li Wan, Keming Zhou, Zhijuan Tang, Tingting He. Mechanism of forming low resistivity in shale reservoirs. *Tianshou Ma*, 2022, vol. 3, no. 1, pp. 97–113.
- Zhou Yuhui, Hu Qingxiong, Liu Wentao, Wu Zhiqi, Yan Yule, Ma Jialing. Study on the origin and fluid identification of low-resistance gas reservoirs. *Yangtze University*, 2020, vol. 9, no. 2, pp. 183–196.
- Hamada G.M., Al-Awad M.N. Petrophysical evaluation of low resistivity sandstone reservoirs. *Petroleum Industry Press*, 2020, vol. 39, no. 1, pp. 84–89.
- Ze Bai, Maojin Tan, Yujiang Shi, Gaoren Li, Simon Martin. Clark characteristics and control mechanism of low resistivity contrast oil pays in Chang 8 tight sandstone reservoir of Longdong West area, Ordos Basin. *Planetary Sciences*, 2021, vol. 7, no. 3, pp. 14–24.
- Bitar Arbab, Davood Jahani, Bahram Movahed. Reservoir characterization of carbonate in low resistivity pays zones in the Buwaib formation, Persian Gulf. *Open Journal of Geology*, 2017, vol. 1, no. 9, pp. 101–132.
- Kibria G., Hossain M. Investigation of geotechnical parameters affecting electrical resistivity of compacted clays. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 2018, no. 138, pp. 1520–1529.
- Kumar P., Solomon R., Varun T.R., Samanta A. An integrated approach to solve reverse resistivity contrast problem in fresh water shaly sand reservoir of changmaigaon field, Assam India. A case study. *2nd SPWLA-India Symposium*. India, 2019, pp. 19–20.
- Bian H.Y., Pan B.Z., Wang F. Volcanic reservoirs fluid identification by neural network based on shear wave log data. *Well Logging Technology (in Chinese)*, 2021, pp. 264–268.
- Murray G., Mengsi S., Bing W. Logging characteristics and identification methods of low resistivity oil layer: Upper Cretaceous of the Third Member of Qingshankou Formation. China, State Key Laboratory of Continental Dynamics, 2019, pp. 109–118.
- Yang Kebing Discussion on the Method of Evaluating Oil and Water Layers by Using Ratio of Deep Resistivity and Flush Zone Resistivity. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 2019, pp. 104–132.
- Higgs K.E., Crouch E.M., Raine J.I. An interdisciplinary approach to reservoir characterisation; an example from the early to middle Eocene Kaimiro formation. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, vol. 8, pp. 111–139.
- Melnik I.A. *Osnovy statisticheskoi-korrelatsionnoy interpretatsii materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Fundamentals of statistical-correlation interpretation of the materials of geophysical studies of wells]. Moscow, RUSAINS Publ., 2022. 76 p.
- Melnik I.A. Opredelenie statisticheskoy intensivnosti vtorichnykh geokhimicheskikh protsessov po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Determination of the statistical intensity of

- secondary geochemical processes based on the materials of geophysical studies of wells]. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2022, no. 1, pp. 16–20.
15. Lisev V.P. *Teoriya veroyatnosti i matematicheskoy statistiki* [Theory of probability and mathematical statistics]. Moscow, Moscow State University of Economics, Statistics and Informatics Publ., 2006. 199 p.
 16. Melnik I.A. *Opredelenie intensivnosti geokhimicheskikh protsessov po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Determination of the intensity of geochemical processes based on the materials of geophysical studies of wells]. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 2016. 146 p.
 17. Golf-Rakht T.D. *Osnovy neftepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov* [Fundamentals of oilfield geology and development of fractured reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 608 p.
 18. Miklina O.A., Mordvinov A.A. *Otsenka pritoka nefi v gidrodinamicheski sovershennuyu skvazhinu* [Estimation of oil inflow into a hydrodynamically perfect well]. Ukhta, UGTU Publ., 2016. 22 p.
 19. Melnik I.A. Polymodality of histograms of geological characteristics as a criterion of fluid dynamics. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 9, pp. 66–74. In Rus.
 20. Sakhibgareev R.S. *Vtorichnye izmeneniya kollektorov v protsesse formirovaniya i razrusheniya neftyanykh zalezhei* [Secondary reservoir changes in formation and destruction of oil deposits]. Leningrad, Nedra Publ., 1989. 260 p.

Received: 28 December 2022.

Reviewed: 13 February 2023.

Information about the authors

Igor A. Melnik, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Yulia Yu. Zhdanova, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Nikita S. Sidorenko, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 621.926.5: 621.311.001.57

ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШАРОВОЙ МЕЛЬНИЦЫ С ПОСТОЯННОЙ СКОРОСТЬЮ ВРАЩЕНИЯ

Закамалдин Андрей Андреевич¹,
aaz5@tpu.ru

Перовощиков Филипп Владимирович²,
fvp2@tpu.ru

Шилин Александр Анатольевич²,
shilin@tpu.ru

¹ ООО «Электра+»,
Россия, 192288, г. Санкт-Петербург, ул. Малая Бухарестская, 6, к. 1, лит. А.

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Шаровые мельницы широко применяются во многих отраслях промышленности для измельчения сыпучих материалов, а также на последних стадиях дробления руды, где достигаются необходимые размеры частиц для последующего обогащения. Несмотря на то, что шаровые мельницы имеют относительно простую конструкцию и были подвергнуты обширным исследованиям, промышленность все еще борется с очень низкой энергоэффективностью процесса измельчения. Поскольку модернизация тяжелого оборудования является затратным подходом, оптимизация процесса с помощью систем управления – наиболее предпочтительное решение для снижения энергопотребления. Как правило, для мельницы с постоянной скоростью вращения основным управляющим воздействием является производительность. Из-за недостаточной информативности, устаревших методов анализа и контроля внутренней динамики мельницы системы управления держат целевое значение производительности на заведомо низком уровне, чтобы не достичь перегрузки мельницы. В этой статье представлено объяснение того, как в таком случае могло бы повлиять повышение производительности мельницы на энергоэффективность измельчения, а именно на снижение энергопотребления.

Цель: исследование энергоэффективных режимов работы мельницы; проверка на модели и подтверждение на экспериментальных данных обратной зависимости между загрузкой мельницы и показателями электропотребления; формирование рекомендаций для энергоэффективного управления шаровой мельницей.

Объекты: процесс измельчения в шаровой мельнице с постоянной скоростью вращения.

Методы: математическое описание поведения электромеханической части машины переменного тока, работающей на нагрузку в виде шаровой мельницы; имитационное моделирование работы электропривода мельницы; статистический анализ энергетических показателей работы мельниц.

Результаты. Для шаровых мельниц с синхронным приводом 2500 кВт на основе моделирования и экспериментальных данных показана тенденция к увеличению потребления электроэнергии при уменьшении производительности, и наоборот, соответственно: при увеличении производительности в пределах 10–40 т/ч отмечается падение активной мощности на 0,48–1,57 %. Получены значения удельного расхода электроэнергии при измельчении апатитовой руды: ~5–8 кВт·ч/т. Увеличение производительности на 5 т/ч в среднем приводит к уменьшению удельных затрат электроэнергии на 0,12 кВт·ч/т. Повышать производительность при эксплуатации шаровых мельниц следует только после интеграции в систему управления мельницей средств измерений, которые позволяют делать точную оценку состояния загрузки барабана мельницы.

Ключевые слова:

обогащение полезных ископаемых, измельчение, шаровая мельница, загрузка мельницы, производительность, энергоэффективность, электропривод.

Введение

Характер протекания процесса измельчения, а именно движения шаровой загрузки и измельчаемого материала внутри барабана мельницы, является весьма сложным и динамичным. Попытки математически описать процесс ведутся на протяжении века, так, в 1933 г. была предложена первая базовая математическая модель для моделирования гранулометрического состава материалов [1]. Из-за сложности теоретического описания динамики измельчения в шаровой мельнице формулы тех или иных закономерностей получены эмпирически с рядом упрощений, некоторые из них:

1) кинематика движения загрузки мельницы – смеси шаров, руды, воды, построена на основе формул,

- описывающих движение шаров без учета движения измельчаемой среды или пульпы [2];
- 2) предполагается отсутствие скольжения шаров по футеровке мельницы и между слоями шаров [3];
 - 3) все частицы, взаимодействующие внутри мельницы, являются сферическими [4];
 - 4) процесс перемешивания внутри мельницы рассматривается как водопадный, хотя реальный процесс измельчения является реализацией смешанного режима – водопадного и каскадного [5] и др.

Количественная оценка не учитываемых в описании процесса факторов весьма затруднительна, поскольку процессы, происходящие при измельчении в мельнице, носят скорее случайный стохастический характер [3]. Многие характеристики остаются не-

объяснимыми, так, например, нет объяснения крайне низкому КПД измельчения [6].

Упрощенные математические модели в основном применяются для проектирования передельного измельчения после лабораторных или полупромышленных исследований [7, 8]. К примеру, такие модели удобны в решении задачи, когда для заданной производительности Q , начальной d_n и конечной d_k крупности руды нужно определить диаметр D и длину L барабана мельницы, частоту ее вращения n , коэффициент заполнения шарами ϕ , вес шаров $G_{ш}$ и мощность двигателя $N_{дв}$. Таких моделей большое количество, и все в той или иной мере применимы в каком-то конкретном случае [7, 9, 10]. В мировой практике при проектировании цехов по подготовке руды к обогащению распространено использование технологии определения рабочего индекса шарового измельчения Бонда – BWi , кВт·ч/т.

Однако для анализа протекания процесса измельчения в реальном времени эксплуатации применение приближенных теоретических моделей ограничено из-за значительных расхождений между расчетными и действительными показателями энергопотребления процесса измельчения, например, потребляемой полезной мощности электродвигателем главного привода (ЭДГП) мельницы [11, 12]. Как следствие их недостаточная информативность для применения в эффективных системах автоматического управления процесса измельчения [13].

Поэтому системы управления шаровыми мельницами зачастую ограничиваются датчиком, позволяющим лишь оценить динамику процесса, происходящего внутри мельницы. Выбору наилучшего параметра (-ов) для измерения и конструкции датчика посвящена отдельная тема в вопросе эффективной эксплуатации шаровой мельницы [14, 15]. Так или иначе, использование наиболее продвинутого метода, который позволяет делать более точную оценку состояния загрузки барабана мельницы, позволяет повысить производительность, а также эффективность использования электроэнергии [8, 16, 17]. В данной работе рассмотрено объяснение этого факта на основе имитационного моделирования и анализа архива данных эксплуатации шаровых мельниц с решеткой (МШР) с постоянной скоростью вращения.

Материалы и методы

Описание поведения электромеханической части машины переменного тока, работающей на нагрузку в виде шаровой мельницы, рассматривалось в [18–20]. Будем рассматривать уравнения системы K материальных точек и сил, действующих на них в поле силы тяжести. В качестве точки представим некую элементарную единицу сыпучего материала, находящегося в барабане мельницы.

Рассмотрим первый вариант загрузки полости барабана мельницы, когда количество обрабатываемого материала сравнительно небольшое (рис. 1).

Для формирования уравнений момента сил при такой компоновке системы разделим сечение барабана (рис. 1) на симметричные 4 части относительно его

центра. Таким образом, суммарный вектор силы для каждой из полуплоскостей по принципу суперпозиции имеет вид (1) [21]:

$$\begin{cases} \vec{F}_A = \sum_{j=1}^N \vec{F}_{A,j} = \vec{g} \sum_{j=1}^N m_{A,j}; \\ \vec{F}_B = \sum_{n=1}^M \vec{F}_{B,n} = \vec{g} \sum_{n=1}^M m_{B,n}, \end{cases} \quad (1)$$

где $\vec{F}_A$, $\vec{F}_B$ – векторы сил, приложенные к точке А и В, Н; $\vec{F}_{A,j}$, $\vec{F}_{B,n}$ – «элементарные» силы, обусловленные взаимодействием N и M материальных точек с полем силы тяжести в левой и правой полуплоскости соответственно ($N+M=K$), Н; $m_{A,j}$, $m_{B,n}$ – массы «единицы» сыпучего материала в левой и правой полуплоскости, кг; $\vec{g}$ – ускорение свободного падения, м/с².

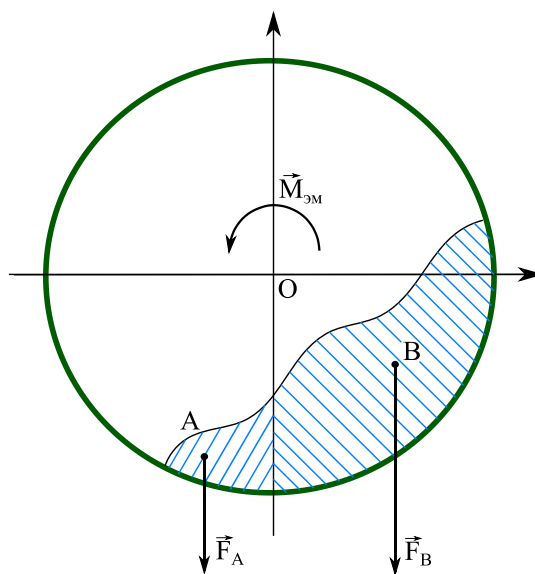


Рис. 1. Действие сил при частичной загрузке барабана шаровой мельницы

Fig. 1. Action of forces at partial loading of the ball mill drum

Таким образом, уравнение вращательного движения в статике в векторной форме примет вид:

$$\begin{aligned} \vec{M}_{эМ} = \vec{M}_{xx} + [\vec{r}_{B,O}, \vec{g}] \sum_{n=1}^M m_{B,j} - \\ - [\vec{r}_{A,O}, \vec{g}] \sum_{j=1}^N m_{A,j} = \vec{M}_{cl}, \end{aligned} \quad (2)$$

где $\vec{M}_{xx}$ – момент холостого хода, создаваемый диссипативными силами, Н·м; $\vec{M}_{cl}$ – результирующий момент сопротивления при частичной загрузке, Н·м; $\vec{r}_{B,O}$, $\vec{r}_{A,O}$ – результирующие радиус-векторы к соответствующим центрам масс относительно точки О, м.

При такой конфигурации системы углы между радиус-векторами соответствующих масс подчиняются неравенству $\psi_1 < \psi_2$, где $\psi_1 = \angle \vec{r}_{A,O}, \vec{g}$; $\psi_2 = \angle \vec{r}_{B,O}, \vec{g}$. В таком случае $\sin \psi_1 < \sin \psi_2$, что и дает пару неском-

пенсированных сил тяжести и как результат – увеличенную разницу моментов сил тяжести и результирующего момента сопротивления в целом. Более того, повышенный вклад сыпучих масс, находящихся в правой полуплоскости, в значение результирующего момента также обусловлено тем, что $\sum_{n=1}^M m_{B,j} \gg \sum_{j=1}^N m_{A,j}$ в соответствии с (2). Таким образом, результирующий момент сопротивления при частичной загрузке формируется из момента потерь $\vec{M}_{xx}$ и разницы масс в объеме барабана $\vec{M}_{c1} \approx \vec{M}_{xx} + \Delta\vec{M}_{AB}$, где $\Delta\vec{M}_{AB}$ – разность моментов сил тяжести, Н·м.

Рассмотрим диаметрально противоположный случай, когда барабан заполнен практически полностью (рис. 2).

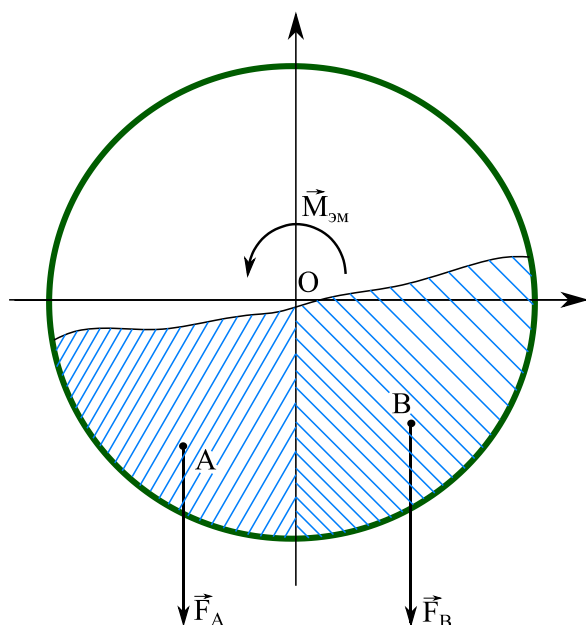


Рис. 2. Действие сил при полной загрузке барабана шаровой мельницы

Fig. 2. Action of forces at full loading of the ball mill drum

Уравнение (2), относящееся к системе с частичной загрузкой барабана (рис. 1), справедливо и для конфигурации системы с полной загрузкой барабана, представленной на рис. 2.

$$\vec{M}_{\text{эМ}} = \vec{M}_{xx} + [\vec{r}_{B,O}, \vec{g}] \sum_{n=1}^M m_{B,j} - [\vec{r}_{A,O}, \vec{g}] \sum_{j=1}^N m_{A,j} = \vec{M}_{c2}, \quad (3)$$

где $\vec{M}_{c2}$ – результирующий момент сопротивления при полной загрузке, Н·м.

Однако в таком случае $\sum_{n=1}^M m_{B,j} \approx \sum_{j=1}^N m_{A,j}$, что приводит к тому, что результирующий момент сопротивления определяется в значительной степени моментом холостого хода, при допущении о том, что векторные произведения $[\vec{r}_{B,O}, \vec{g}] \approx [\vec{r}_{A,O}, \vec{g}]$ при-

мерно равны. Иначе говоря, $\vec{M}_{c2} \approx \vec{M}_{xx}$ в соответствии с (3).

В динамике особый интерес представляет ударный момент, образующий переменную составляющую момента сопротивления, обусловленную «переваливанием» сыпучего материала. Таким образом, $|\text{grad}W_{p1}| > |\text{grad}W_{p2}|$, где W_{p1} и W_{p2} – потенциальные энергии переваливаемой части материала, Дж. Ввиду этого пульсации момента при частичной загрузке больше, чем при полной.

Помимо этого, функцией времени является момент инерции барабана мельницы, так как

$$J(t) = \sum_{j=1}^K (m_{d,j}(t) + m_{s,j}) \cdot r_j^2 = J_d(t) + J_s, \text{ кг} \cdot \text{м}^2,$$

где m_{dj} – перемещающаяся часть материала относительно барабана, кг; m_{sj} – статичная часть материала относительно барабана, кг; r_j^2 – квадрат радиус-вектора каждой элементарной единицы сыпучего материала, м².

Очевидно, что при большей загрузке, описанной во втором случае конфигурации системы, статический момент инерции существенно больше, чем в первом. Величину переменной части достоверно оценить нельзя, поэтому для моделирования примем ее равной для первого и второго случая при одинаковой сыпучести материала. Вследствие этого $J_2(t) \gg J_1(t)$ на всей области значений из-за его квадратичного роста.

Аппроксимировать зависимость момента сопротивления и момента инерции от времени по вышеприведенным выкладкам можно следующими функциями (4):

$$\begin{cases} M_c(t) = M_{xx} + M_0 + \Delta M f(t); \\ J(t) = J_{xx} + J_0 + \Delta J f(t), \end{cases} \quad (4)$$

где M_{xx} – момент сопротивления холостого хода, Н·м; J_{xx} – момент инерции холостого хода, кг·м²; M_0 – постоянная составляющая момента сопротивления, обусловленная загрузкой материала в барабан, Н·м; J_0 – постоянная составляющая момента инерции, обусловленная загрузкой материала в барабан, кг·м²; ΔM – амплитуда переменной составляющей момента сопротивления, созданная разницей масс груза в правой и левой полуплоскости барабана, Н·м; ΔJ – амплитуда переменной составляющей момента инерции, созданная разницей масс груза в правой и левой полуплоскости барабана, кг·м²; $f(t)$ – гладкая периодическая функция. Для дальнейших рассуждений примем, что для частичной и полной загрузки справедливы следующие соотношения $M_{xx,1} \approx M_{xx,2}$; $J_{xx,1} \approx J_{xx,2}$; $M_{0,1} \geq M_{0,2}$; $J_{0,1} \ll J_{0,2}$; $\Delta M_1 \geq \Delta M_2$; $\Delta J_1 \approx \Delta J_2$. Эти соотношения следуют из предположений:

- 1) $M_{xx,1} \approx M_{xx,2}$ – моменты сопротивления холостого хода, а именно моменты механических потерь в редукторе, подшипниках и т. п., постоянны в первом приближении вне зависимости от загрузки;
- 2) $J_{xx,1} \approx J_{xx,2}$ – моменты инерции холостого хода постоянны, так как геометрические размеры барабана и характеристики материала загрузки в процессе работы не изменяются;

- 3) $M_{0.1} \geq M_{0.2}$ – постоянная составляющая момента сопротивления в случае частичной загрузки больше из-за нескомпенсированных пар сил тяжести, прикладываемых к барабану мельницы;
- 4) $J_{0.1} \ll J_{0.2}$ – момент инерции в первом случае существенно меньше по сравнению со случаем полной загрузки, так как общая масса загрузки материала в первом случае меньше;
- 5) $\Delta M_1 \geq \Delta M_2$ – ударные нагрузки в случае частичной загрузки будут больше ввиду того, что пространство барабана более пустое и переход потенциальной энергии переваливаемой части материала в кинетическую осуществляется в большей мере, чем при полной загрузке;
- 6) $\Delta J_1 \approx \Delta J_2$ – моменты инерции примерно равны в обоих случаях, поскольку предполагается, что увеличение массы загрузки материала увеличивает его объем и соответственно смещает центр масс ближе к оси мельницы, что компенсирует увеличение переменной составляющей момента инерции.

Модельные эксперименты проводились с асинхронным двигателем 4АМА71В8У3 и синхронным двигателем СДС 19-56-40. В качестве электромагнитной модели используются известные уравнения в двухфазной системе координат [22]. Управление силовым преобразователем ведется с помощью симплексной широтно-импульсной модуляции [23].

Система дифференциальных уравнений, описывающих динамику асинхронного двигателя в стационарной системе координат (5):

$$\begin{cases} \frac{di_{s\alpha}}{dt} = \frac{1}{L_e} (U_{s\alpha} - R_e i_{s\alpha} + A_r K_r \psi_{r\alpha} + \omega_r K_r Z_p \psi_{r\beta}), \\ \frac{di_{s\beta}}{dt} = \frac{1}{L_e} (U_{s\beta} - R_e i_{s\beta} + A_r K_r \psi_{r\beta} - \omega_r K_r Z_p \psi_{r\alpha}), \\ \frac{d\psi_{r\alpha}}{dt} = K_r R_r i_{s\alpha} - A_r \psi_{r\alpha} - \omega_r Z_p \psi_{r\beta}, \\ \frac{d\psi_{r\beta}}{dt} = K_r R_r i_{s\beta} - A_r \psi_{r\beta} + \omega_r Z_p \psi_{r\alpha}, \\ M_{эм} = \frac{3}{2} Z_p K_r (i_{s\beta} \psi_{r\alpha} - i_{s\alpha} \psi_{r\beta}), \\ \frac{2\pi}{60} \frac{d(J(t)n)}{dt} = M_{эм} - M_c(t), \end{cases} \quad (5)$$

где $U_{s\alpha}$ – составляющая напряжения статора по оси α , В; $U_{s\beta}$ – составляющая напряжения статора по оси β , В; $i_{s\alpha}$, $i_{s\beta}$ – составляющие тока статора, А; $\psi_{r\alpha}$, $\psi_{r\beta}$ – составляющие потокосцепления ротора, Вб; $M_{эм}$ – электромагнитный момент двигателя, Н·м; $M_c(t)$ – момент сопротивления на валу двигателя, включая собственный момент трения двигателя, Н·м; $J(t)$ – приведенный момент инерции механизма к валу двигателя, кг·м²; Z_p – число пар полюсов, о.е.; ω_r – угловая скорость вращения двигателя, рад/с; $L_e = L_s - L_m^2/L$, $R_e = R_s + R_r K_r^2$, $A_r = R_r/L_r$, $K_r = L_m/L_r$ – коэффициенты, учитывающие параметры асинхронного двигателя; R_s – активное сопротивление обмотки статора, Ом; R_r – приведенное к обмотке статора активное сопро-

тивление обмотки ротора, Ом; L_m – полная индуктивность контура намагничивания, Гн; L_r – полная индуктивность обмотки ротора, Гн; L_s – полная индуктивность обмотки статора, Гн.

Система дифференциальных уравнений, описывающих динамику синхронного двигателя, также представлена ниже (6)

$$\begin{cases} \frac{d\psi_{sd}}{dt} = U_{sd} - R_s i_{sd} + \omega_r Z_p \psi_{sq}, \\ \frac{d\psi_{sq}}{dt} = U_{sq} - R_s i_{sq} - \omega_r Z_p \psi_{sd}, \\ \frac{d\psi_f}{dt} = U_f - R_f i_f, \\ \psi_{sd} = L_{sd} i_{sd} + M_{df} i_f, \\ \psi_{sq} = L_{sq} i_{sq}, \\ \psi_f = L_f i_f + M_{df} i_{sd}, \\ M_{эм} = \frac{3}{2} Z_p (i_{sq} \psi_{sd} - i_{sd} \psi_{sq}), \\ \frac{2\pi}{60} \frac{d(J(t)n)}{dt} = M_{эм} - M_c(t), \end{cases} \quad (6)$$

где U_{sd} – составляющая напряжения статора по оси d , В; U_{sq} – составляющая напряжения статора по оси q , В; U_f – напряжение, подаваемое на обмотку возбуждения, В; i_{sd} , i_{sq} – составляющие тока статора, А; ψ_{sd} , ψ_{sq} – составляющие потокосцепления статора, Вб; ψ_f – потокосцепление обмотки возбуждения, Вб; i_f – ток обмотки возбуждения, А; $M_{эм}$ – электромагнитный момент двигателя, Н·м; $M_c(t)$ – момент сопротивления на валу двигателя, включая собственный момент трения двигателя, Н·м; $J(t)$ – приведенный момент инерции механизма к валу двигателя, кг·м²; Z_p – число пар полюсов, о.е.; ω_r – угловая скорость вращения двигателя, рад/с; L_{sd} , L_{sq} – индуктивность обмотки статора по осям d и q , Гн; M_{df} – коэффициент взаимной индукции между обмоткой возбуждения и обмоткой статора по оси d , Гн.

Результаты и их обсуждение

В результате моделирования получены следующие кривые угловой скорости барабана, фазных токов двигателя и потребляемой мощности при частичной и полной загрузке мельницы (рис. 3–6).

Из рисунков видно, что потребление электроэнергии при пониженной производительности мельницы (частичной загрузке) больше по сравнению с полной загрузкой барабана, как для асинхронного двигателя, так и для синхронного. Это можно легко объяснить тем, что увеличенный постоянный и переменный момент сопротивления, приложенный к валу электродвигателя, приводящего в движение барабан, создает в свою очередь повышенную постоянную и переменную составляющую среднеквадратичного значения фазного тока. Потребляемая электроприводом мощность определяется как

$$p(t) = \sum_{j=1}^3 \frac{U_j I_j}{2} (\cos(\varphi_j) - \cos(2\omega t - \varphi_j)),$$

где I_j – среднеквадратичное значения фазного тока, А; U_j – среднеквадратичное значения напряжения, В; $\cos(\varphi)$ – косинус сдвига фаз между соответствующими компонентами тока и напряжения. При бесконечной мощности сети по сравнению с потребляемой мощностью, напряжение можно считать постоянным. Тогда изменение величины мощности целиком и полностью определяется изменением фазного тока, что и ведет к увеличению потребления электроэнергии при уменьшении производительности, и наоборот, соответствен-

но. Период биений равен $T_6 = \frac{60}{n \cdot \zeta} = \frac{60}{12 \cdot 2} = 2,5$ с, что обусловлено «переваливанием» материала в барабане. Кратность биения ζ относительно частоты вращения барабана выбрана равной двум. Также стоит отметить, что в ходе модельных экспериментов установлено, что среднее значение потребляемой мощности слабо зависит от величины кратности.

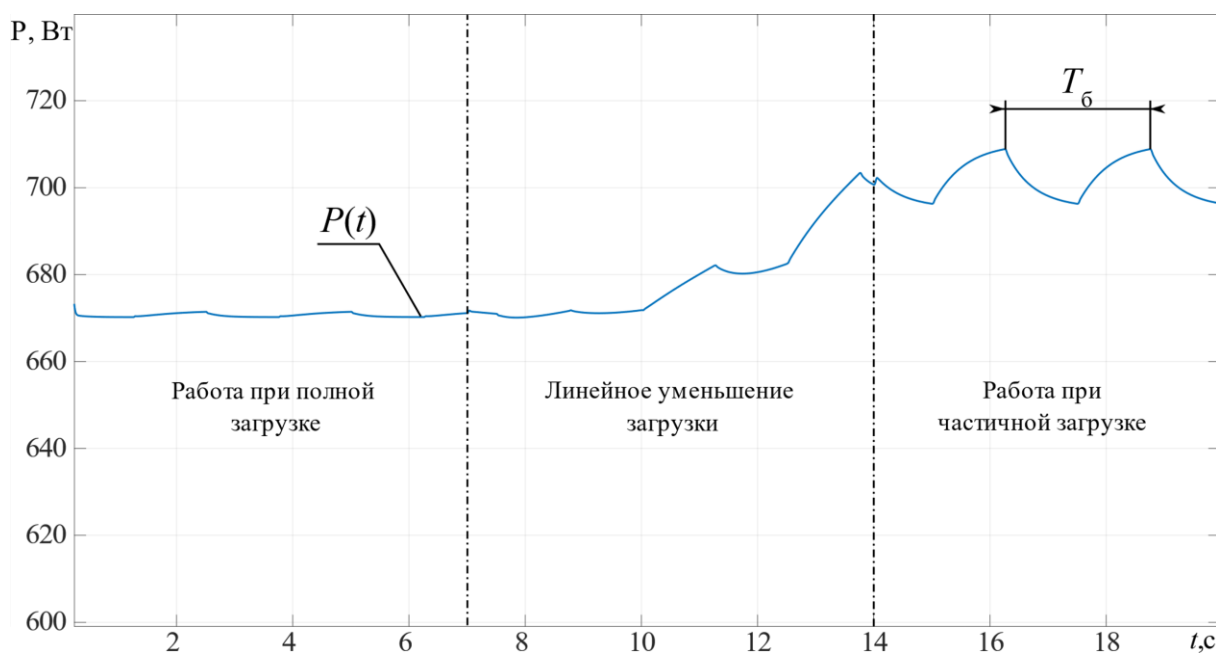


Рис. 3. Динамика изменения потребляемой мощности асинхронным двигателем при изменении производительности мельницы

Fig. 3. Dynamics of change in power consumption by an asynchronous motor with a change in the productivity of the mill

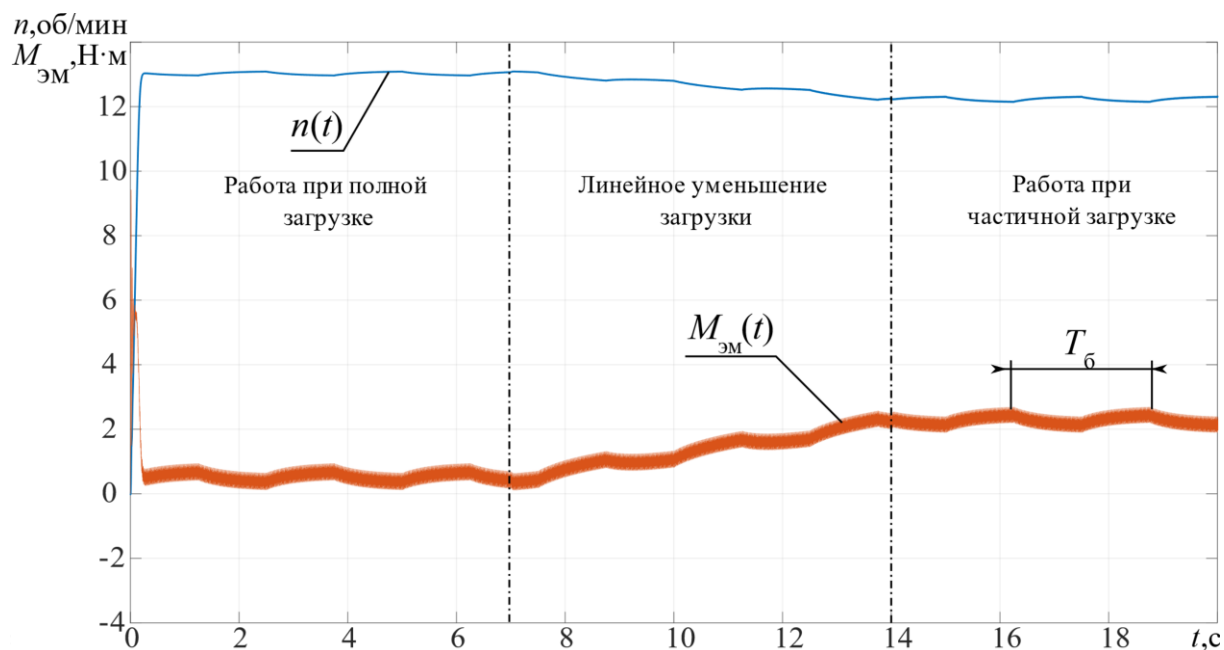


Рис. 4. Динамика изменения частоты вращения барабана и электромагнитного момента асинхронного двигателя

Fig. 4. Dynamics of change in drum speed and electromagnetic torque of asynchronous motor

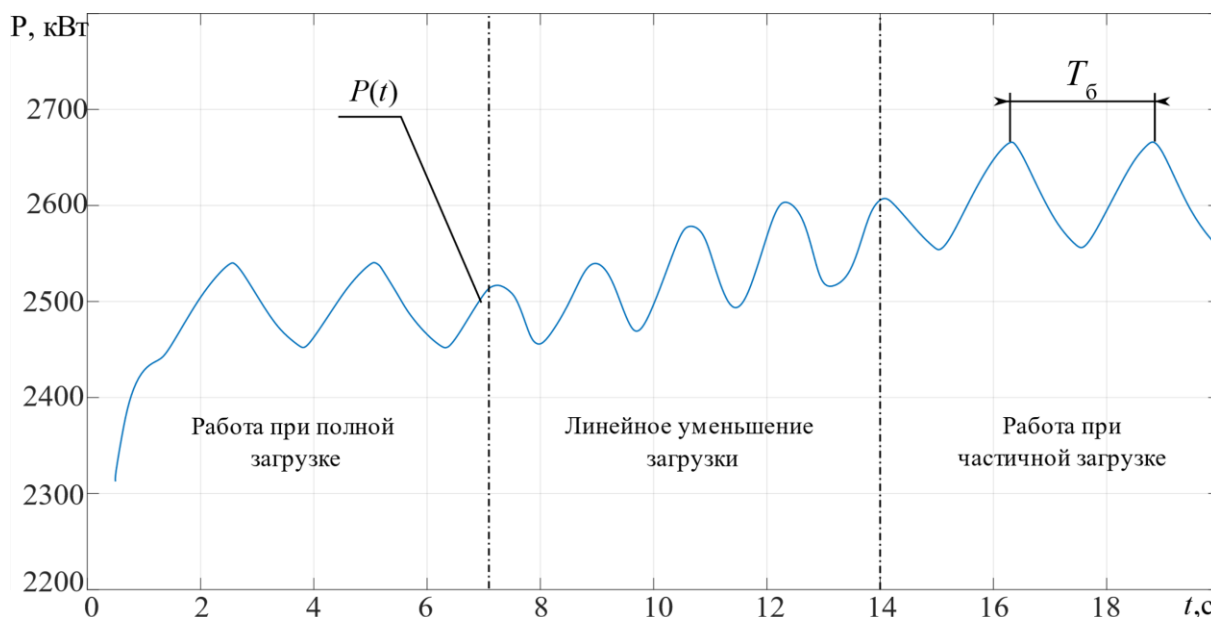


Рис. 5. Динамика изменения потребляемой мощности синхронным двигателем при изменении производительности мельницы

Fig. 5. Dynamics of change in power consumption by a synchronous motor with a change in the productivity of the mill

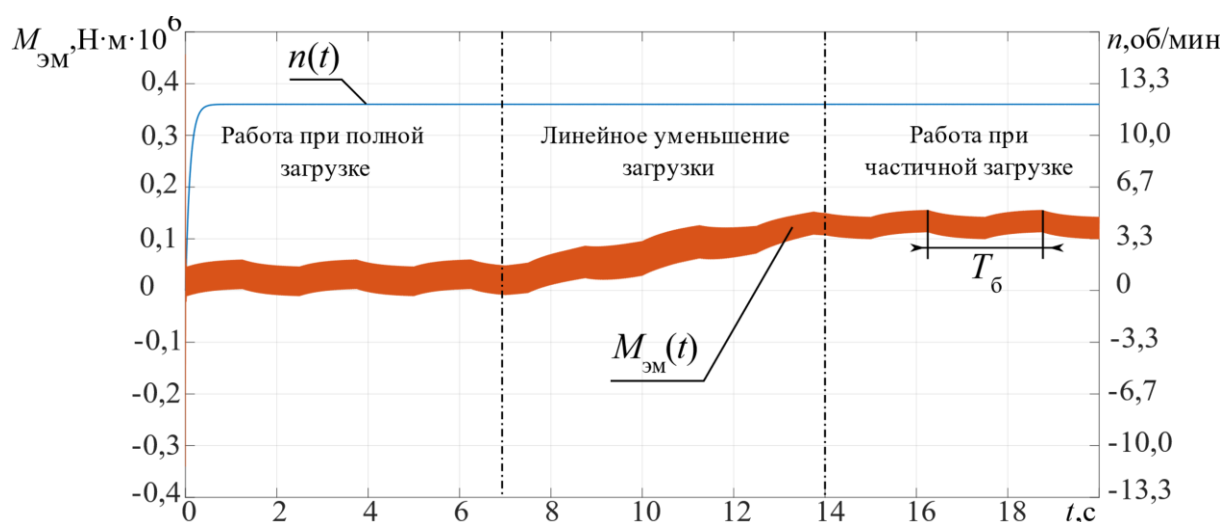


Рис. 6. Динамика изменения частоты вращения барабана и электромагнитного момента синхронного двигателя

Fig. 6. Dynamics of change in drum speed and electromagnetic torque of a synchronous motor

Аналогичные выводы можно сделать по данным (рис. 7), снятым в процессе эксплуатации мельниц МШР с синхронным двигателем СДС 19-56-40 мощностью 2500 кВт.

В табл. 1 приведены результаты анализа трендов (рис. 7). Поскольку активная мощность N масштабируется в пределах полезного для системы управления диапазона, реальные значения активной мощности N_r получены обратным масштабированием.

Таблица 1. Результаты анализа трендов производительности и активной мощности шаровых мельниц с решеткой
Table 1. Analysis results of active power and feed rate trends for grate ball mills

Рис. Fig.	N _{min}	N _{max}	ΔN	K1	K2	N _{rmin}	N _{rmax}	ΔNr	Q _{min}	Q _{max}	ΔQ	Δt, ч
	%					%			т/ч/t/h			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7, а	29,03	33,97	4,94	53,7	4,5	60,15	61,25	−1,10	190	205	15	12
7, б	32,35	39,41	7,06	53,7	4,5	60,89	62,46	−1,57	195	220	25	8
7, в	24,25	32,28	8,03	41,5	6	45,54	46,88	−1,34	225	235	10	30
7, г	26,65	36,64	10,01	49,5	7	53,31	54,74	−1,43	230	250	20	30
7, д	41,51	44,9	3,39	49,5	7	55,43	55,91	−0,48	190	231	40	8

Примечание: формулы расчета по столбцам (4)=(3)–(2); (7)=(2)/(6)+(5); (8)=(3)/(6)+(5); (9)=(7)–(8); (12)=(11)–(10).
Note: formulas of calculation by columns: (4)=(3)–(2); (7)=(2)/(6)+(5); (8)=(3)/(6)+(5); (9)=(7)–(8); (12)=(11)–(10).

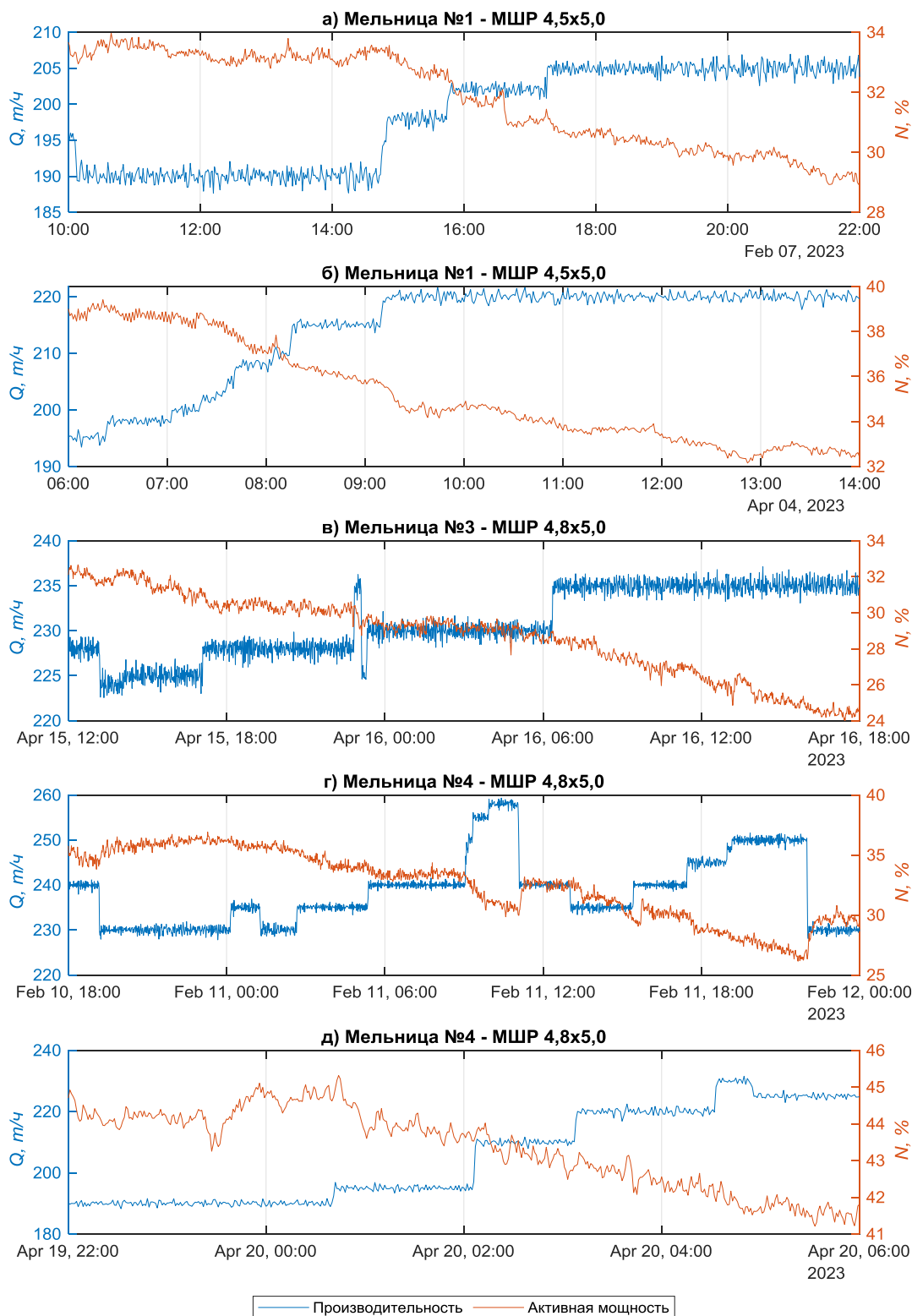


Рис. 7. Выборка трендов производительности и активной мощности трех шаровых мельниц с решеткой, демонстрирующая изменение активной мощности ЭДГП при повышении производительности по руде: а, б) мельница № 1 (МШР 4,5×5,0); в) мельница № 3 (МШР 4,8×5,0); г, д) мельница № 4 (МШР 4,8×5,0)

Fig. 7. Sample of feed rate and active power trends of three grate ball mills showing the behavior of active power of drive with increasing ore feed rate: а, б) 4,5×5,0 grate mill no. 1; в) 4,8×5,0 grate mill no. 3; г, д) 4,8×5,0 grate mill no. 4

Таким образом, на данных интервалах наблюдения при повышении производительности в пределах 10–40 т/ч падение активной мощности составило 0,48–1,57 %, что соответствует 11,6–37,7 кВт.

В практике оценки эффективности электропотребления применяются расчетно-статистические методы анализа энерготехнологических показателей [17]:

$$w = \frac{W}{Q}, \quad (7)$$

где w – удельный расход электроэнергии на тонну руды, кВт·ч/т; W – расход электроэнергии ЭДГП мельницы за минуту, кВт·ч/мин; Q – производительность мельницы по руде за минуту, т/мин.

На рис. 8 приведены результаты расчетно-статистического анализа удельного расхода электроэнергии на тонну руды (7) в зависимости от эксплуатации мельниц МШР с постоянной скоростью вращения при различных диапазонах производительности.

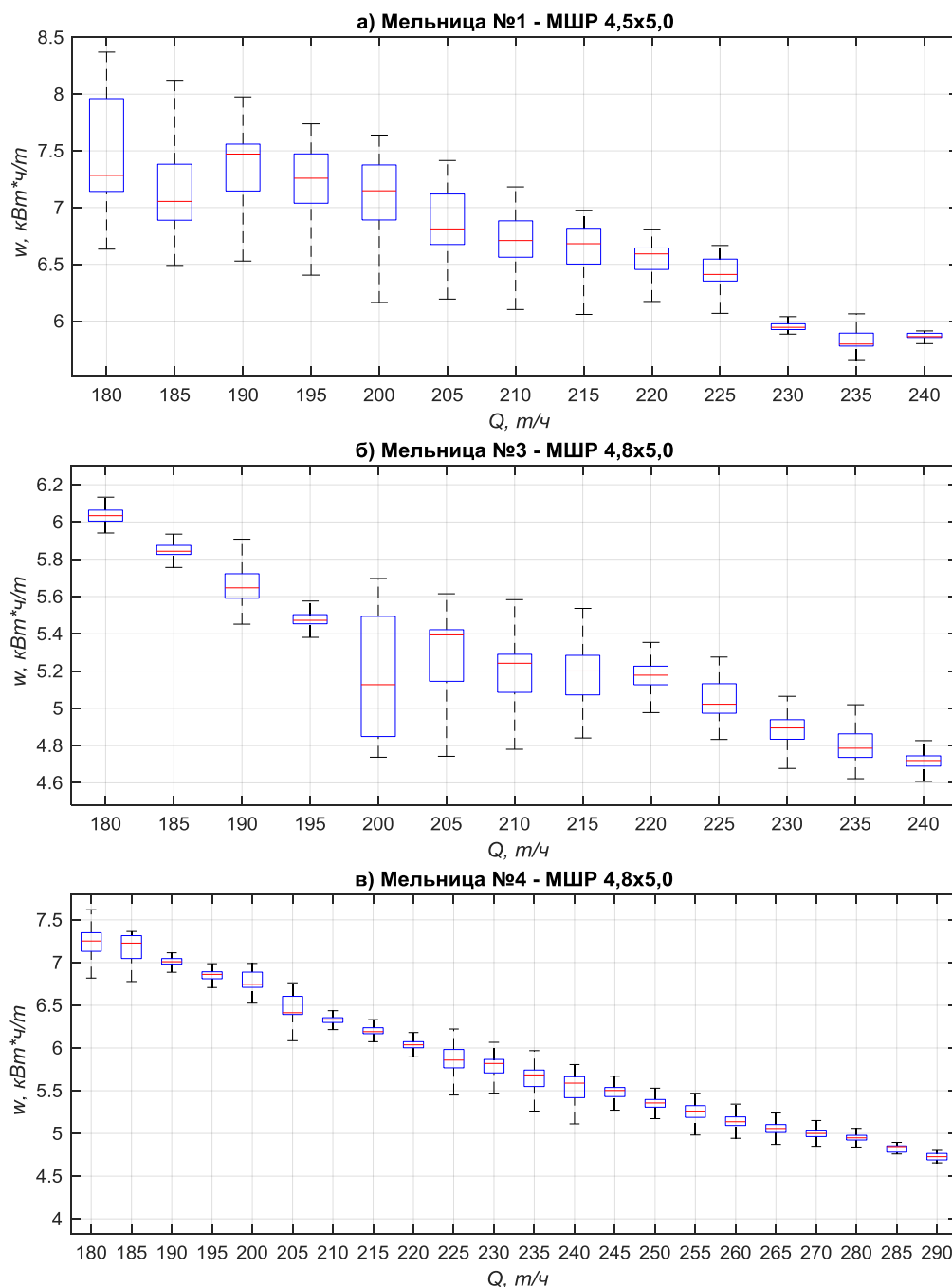


Рис. 8. Блочные диаграммы зависимостей удельного потребления электроэнергии тремя мельницами МШР при различных диапазонах ($\pm 2,5$ т/ч) производительности по руде, наблюдаемых с периодом 1 минута за время работы: а) 66 дней; б) 24 дня; в) 77 дней; для каждого диапазона производительности отображаются: медиана, нижний и верхний квартили, минимальное и максимальное значения удельного потребления электроэнергии

Fig. 8. Block diagrams of dependences of specific power consumption by three grate ball mills at different ranges ($\pm 2,5$ t/h) of ore feed rate, observed with a period of 1 minute during operation: а) 66 days; б) 24 days; в) 77 days; for each performance range displays: median, lower and upper quartiles, minimum and maximum values of specific energy consumption

Таблица 2. Результаты расчетно-статистического анализа зависимости удельного расхода электроэнергии на тонну руды (медианные значения, кВт·ч/т) от производительности мельниц МШР

Table 2. Results of the statistical analysis of the dependence of the specific power consumption per ton (median values, kWh/t) of ore on the feed rate of grate ball mills

Рис. Fig.	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240
	т/ч/t/h												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
8, а	7,28	7,05	7,47	7,26	7,15	6,81	6,71	6,68	6,59	6,41	5,94	5,80	5,86
8, б	6,03	5,84	5,65	5,47	5,13	5,39	5,24	5,20	5,18	5,02	4,89	4,79	4,72
8, в	7,25	7,23	7,01	6,86	6,75	6,41	6,33	6,19	6,04	5,86	5,82	5,68	5,59

В табл. 2 приведены результаты расчетно-статистического анализа (рис. 8). Анализ показал, что повышение производительности на 5 т/ч в среднем приводит к уменьшению удельных затрат электроэнергии на 0,12 кВт·ч/т; повышение производительности на 60 т/ч привело к уменьшению удельных затрат электроэнергии на 1,42; 1,31; 1,66 кВт·ч/т соответственно для мельниц № 1, 3, 4. Подобные тенденции и статистические связи были получены в работах [8, 17, 24, 25].

Может ли это являться основанием для рекомендаций по оптимальной эксплуатации шаровых мельниц? Не совсем, поскольку просто поднятие производительности без учета других эксплуатационных характеристик мельницы может привести к нежелательным последствиям, например, к перегрузке мельницы.

Тогда, учитывая то, что качество измельчения должно сохраняться, оптимальная эксплуатация шаровых мельниц сводится к решению задачи условной оптимизации:

$$w \rightarrow \min, \quad (8)$$

$$quality = \text{const.} \quad (9)$$

Решение задачи оптимизации (8) определяется как набор управляющих воздействий, характеризующихся функциями времени, таких как: скорость вращения мельницы ω , объемное заполнение мельницы шарами ϕ , размер шаров, расход воды Q_w , расход руды в мельницу Q (производительность).

Для мельницы, работающей в водопадном режиме, с постоянной скоростью вращения:

$$\omega = \text{const, рад / с.} \quad (10)$$

В процессе эксплуатации мельницы шары изнашиваются и коэффициент шаровой загрузки мельницы ϕ должен поддерживаться на одном определенном значении путем добавления в мельницу новых шаров. Существуют системы управления дозированием шаров, которые позволяют обеспечить большую стабильность шаровой загрузки, по сравнению с ручной загрузкой, тогда:

$$\phi = \text{const, д. ед.} \quad (11)$$

При мокром измельчении в мельницу вместе с рудой Q подается вода Q_w и поддерживается в оптимальном соотношении «руда–вода» [26]. То есть расход воды является функцией от расхода руды:

$$Q_w = f(Q), \text{ м}^3 / \text{ч.} \quad (12)$$

Выполнение условия (9) можно охарактеризовать как задачу максимально быстрого получения из ис-

ходного сырья зерен целевого класса крупности, который требуется на последующем этапе обогащения. Но без создания оптимальных условий для измельчения в шаровой мельнице скорость получения частиц нужного размера из исходного сырья будет низкой, следовательно, на выходе из мельницы будут преобладать слишком крупные частицы. На основании модели [27] скорость измельчения, во-первых, зависит от свойств руды: исходного гранулометрического состава, среднего диаметра зерна каждой размерной фракции, плотности рудных зерен, твердости; во-вторых, от параметров мельницы: рабочий диаметр, угловая скорость вращения, диаметр шара, масса шаровой загрузки, плотность материала шаров; в-третьих, от текущей загрузки мельницы рудой и водой. Исходя из (10)–(12) и того, что в процессе эксплуатации управлять свойствами руды и параметрами мельницы невозможно, для высокого качества измельчения нужно обеспечить оптимальную загрузку мельницы рудой и водой:

$$quality = f(Q_w, Q) = f(Q).$$

Таким образом, управляющее воздействие на процесс измельчения в шаровой мельнице с постоянной скоростью вращения всего одно – производительность Q . Решение задачи эффективного управления мельницей (8) сводится к управлению производительностью мельницы, чтобы удельное потребление электроэнергии ЭДГП было минимальным. Несмотря на это, задача (8) является весьма нетривиальной из-за ряда факторов, которые стоит учитывать [28–30], чтобы мельница была загружена материалом на оптимальном уровне – не недогружена и не перегружена. Поэтому использование наиболее продвинутого метода, который позволяет делать более точную оценку состояния загрузки барабана мельницы, позволяет повысить производительность, а также эффективность использования электроэнергии.

Выводы

Проведено исследование энергоэффективных режимов работы мельницы методом имитационного моделирования динамики изменения частоты вращения барабана шаровой мельницы, потребляемой мощности и электромагнитного момента асинхронного и синхронного двигателя. Результаты моделирования показали тенденцию к увеличению потребления электроэнергии при уменьшении производительности и наоборот соответственно. Проверка на экспериментальных данных показала, что в динамике при увеличении производительности в пределах 10–40 т/ч от-

мечается падение активной мощности на 0,48–1,57 %. Экспериментальные данные были получены при эксплуатации шаровых мельниц с решеткой с постоянной скоростью вращения с синхронным двигателем мощностью 2500 кВт на стадии измельчения апатитовой руды перед флотацией. Также после анализа данных получены значения удельного расхода электроэнергии при измельчении апатитовой руды, которые составляют ~5–8 кВт·ч/т. Анализ статистической связи между удельным расходом электроэнергии и количеством перерабатываемой руды показал, что увели-

чение производительности на 5 т/ч в среднем приводит к уменьшению удельных затрат электроэнергии на 0,12 кВт·ч/т. Тем самым показано наличие обратной зависимости между загрузкой мельницы и показателями электропотребления. Тем не менее рекомендовать повышать производительность при эксплуатации шаровых мельниц следует только после интеграции в систему управления мельницей средств измерений, которые позволяют делать точную оценку состояния загрузки барабана мельницы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Rosin P. Laws governing the fineness of powdered coal // *Journal of Institute of Fuel*. – 1933. – V. 7. – P. 29–36.
2. Зюбровский Л.Г. Исследование энергетики процесса измельчения руды в шаровых мельницах и методы повышения эффективности использования электроэнергии рудообогатительными фабриками: дис. ... канд. техн. наук. – Новочеркасск, 1983. – 224 с.
3. Вероятностная модель измельчения материалов как оператор самоорганизации и аттрактор процесса / В.П. Малышев, Н.С. Бектурганов, А.М. Макашева, Ю.С. Зубрина // *Цветные металлы*. – 2016. – № 2. – С. 33–39.
4. Жуковский Ю.Л., Королев Н.А., Малькова Я.М. Мониторинг состояния измельчения в барабанных мельницах по результирующему моменту на валу // *Записки Горного института*. – 2022. – Т. 256. – С. 686–700.
5. Ястребов К.Л., Николаев М.Д. Расчет мощности, потребляемой барабанными мельницами // *Современные технологии. Системный анализ. Моделирование*. – 2015. – № 4 (48). – С. 56–59.
6. Кузнецова М.М., Ведь В.Е. Теоретические и экспериментальные исследования энергоэффективного процесса измельчения цементного клинкера в шаровой мельнице // *Проблемы региональной энергетики*. – 2014. – № 2 (25). – С. 93–97.
7. Читалов Л.С., Львов В.В. Сравнительная оценка методов определения рабочего индекса шарового измельчения бонда // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. – 2021. – № 1. – С. 130–145.
8. Soares A., Almeida J. Multi-compartment rod/ball mill evaluation on bauxite operation // *Procemin geomet*. – 2019. – P. 1–8.
9. Chehrehghani S., Gharehgheshlagh H.H., Haghikia S. Power consumption management and simulation of optimized operational conditions of ball mills using the Morrell Power model: a case study // *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*. – 2022. – V. 38. – № 2. – P. 123–135.
10. Variability of the ball mill bond's standard test in a ta ore due to the lack of standardization / G.G. García, A.L. Coello-Velázquez, B.F. Pérez, J.M. Menéndez-Aguado // *Metals*. – 2021. – V. 11. – № 10:1606. – P. 1–7.
11. Golpayegani M.H., Rezai B. Modelling the power draw of tumbling mills: a comprehensive review // *Physicochemical Problems of Mineral Processing*. – 2022. – V. 58. – № 4. – P. 151600.
12. Ханин С.И., Ханзаров А.С. Анализ математических моделей процесса измельчения материала в шаровых барабанных мельницах // *Энергосберегающие технологические комплексы и оборудование для производства строительных материалов*. – 2020. – № 19. – С. 306–311.
13. Казаринов Л.С., Хасанов Д.Р. Оптимизации степени загрузки мельницы при производстве цемента // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления*. – 2019. – № 30. – С. 196–210.
14. Increasing energy efficiency and productivity of the comminution process in tumbling mills by indirect measurements of internal dynamics – an overview / M. Góralczyk, P. Krot, R. Zimroz, S. Ogonowski // *Energies*. – 2020. – V. 13. – № 24:6735. – P. 1–19.
15. Ханин С.И., Мордовская О.С., Ханзаров А.С. Анализ методов прямого контроля внутримельничного заполнения шаровых барабанных мельниц // *Машины, агрегаты и процессы в строительной индустрии*. – 2021. – № 1. – С. 141–146.
16. Normanyo E., Ofosu R.A. The effects of temperature, vibration and dosage on the mill motor efficiency of cement grinding ball mills // *Ghana Journal of Technology*. – 2021. – T. 6. – № 1. – P. 9–17.
17. Пичуев А.В., Павлов Е.Б. Исследование процесса электропотребления шаровой мельницы // *Наукосфера*. – 2021. – № 4-1. – С. 182–188.
18. Energy efficiency analysis of copper ore ball mill drive systems / P. Bortnowski, L. Gladysiewicz, R. Król, M. Ozdoba // *Energies*. – 2021. – V. 14. – № 6:1786. – P. 1–14.
19. Xu Y., Zhang B., Feng G. Research on efficiency optimal torque distribution of stator module combined permanent magnet synchronous machine // *IET Electric Power Applications*. – 2022. – V. 16. – № 2. – P. 236–247.
20. Assessment of effect of lining material on energy efficiency of starting up ball mills / K. Muratov, O. Ishnazarov, A. Isakov, I. Nuritov // *E3S Web of Conferences*. – EDP Sciences, 2023. – V. 365. – P. 04005.
21. Бать М.И., Джанелидзе Г.Ю., Кельзон А.С. Теоретическая механика в примерах и задачах. Т. 1: Статика и кинематика. 12-е изд., стер. – СПб: Лань, 2013. – 672 с.
22. Анучин А.С. Системы управления электроприводов. – М.: ИД МЭИ, 2015. – 373 с.
23. Охоткин Г.П., Иванчин И.И. Способ векторной широтно-импульсной модуляции в многоуровневом преобразователе напряжения // *Вестник Чувашского университета*. – 2022. – № 1. – С. 107–114.
24. Ключев Р.В., Гаврина О.А., Михальченко С.Н. Анализ удельного потребления электроэнергии обогатительной фабрики // *Известия Тульского государственного университета. Науки о земле*. – 2020. – № 1. – С. 433–447.
25. Энергетическая оценка процесса измельчения кусковых материалов / М.Б. Балданов, Ю.А. Сергеев, Д.Б. Лабаров, Ц.И. Гармаев // *Вестник Саратовского государственного технического университета/Вестник ВСГТУ*. – 2019. – Т. 73. – № 2. – С. 57–63.
26. Wills B.A., Finch J. Wills' mineral processing technology: an introduction to the practical aspects of ore treatment and mineral recovery. – Elsevier, 2015. – 496 p.
27. Случайная природа и вероятностная модель измельчения материалов / В.П. Малышев, А.М. Макашева, Н.С. Бектурганов, Д.А. Кайкенов. – М.: Научный мир, 2017. – 260 с.
28. Nkomo F., Mulenga F.K. Assessing the effects of material properties on load behavior in dry ball mills using DEM // *Conference on Multidisciplinary Research (MyRes)*. – Balaclava, Mauritius, 2022. – P. 253.
29. Minin I., Dedyalkov P., Savov S. Research of the charge load influence over the tumbling mill characteristics through general utility function // *J. Chem. Metall.* – 2021. – V. 56. – P. 819–826.
30. AmanNejad M., Barani K. Effects of ball size distribution and mill speed and their interactions on ball milling using DEM // *Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review*. – 2021. – V. 42. – № 6. – P. 374–379.

Поступила: 30.05.2023 г.

Прошла рецензирование: 29.08.2023 г.

Информация об авторах

Закамалдин А.А., главный специалист по автоматизации ООО «Электра+».

Перовщиков Ф.В., аспирант отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шилин А.А., доктор технических наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 621.926.5:621.311.001.57

EFFICIENT USE OF ELECTRIC ENERGY WHEN OPERATING A BALL MILL WITH A CONSTANT ROTATION SPEED

Andrei A. Zakamaldin¹,
aaz5@tpu.ru

Filipp V. Perevoshchikov²,
fvp2@tpu.ru

Aleksandr A. Shilin²,
shilin@tpu.ru

¹ «Electra+» Ltd,
6, bld. 1, A, Malaya Bukharetskaya street, Saint Petersburg, 195251, Russia.

² National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance. Ball mills are widely used in industry for grinding bulk materials, as well as in the last stages of ore crushing, where the required optimal particle sizes are achieved for enrichment. Although ball mills have a relatively simple design and cover extensive research, the industry is still struggling with the very low energy efficiency of the grinding process. As the retrofitting heavy equipment is the costliest approach, process optimization through control system is the most suitable for energy consumption reduction. As a rule, the feed rate is the main control variable for a mill with a constant rotation speed. Due to insufficient information content, outdated methods of analysis and control of the internal dynamics of the mill, control systems keep the target value of feed rate at a deliberately low level in order not to overload the mill. This article provides an explanation of how, in such a case, an increase in mill feed rate could affect the energy efficiency of grinding.

The main aim: study of energy efficient modes of operation of stations; verification of models and confirmation of experimental data: the relationship between door loading and power consumption indicators; construction of buildings for energy efficient control of ball towers.

Objects: the process of grinding in a ball tower with a constant rotation speed.

Methods: mathematical description of the behavior of the electromechanical part of a machine that consumes current and works on a load in the form of spherical furniture; simulation modeling of the operation of the door electric drive; statistical analysis of production indicators.

Results. The paper demonstrate the tendency to increase electricity consumption with a decrease in feed rate and vice versa, respectively for ball mills with a synchronous drive of 2500 kW based on modeling and experimental data. Increase in feed rate in the range of 10–40 t/h, there is a drop in active power by 0.48–1.57 %. The values of the specific power consumption of ~5–8 kWh/t during the grinding of apatite ore were obtained. An increase in productivity by 5 t/h on average leads to a decrease in the specific power consumption by 0.12 kWh/t. It is necessary to increase productivity in the operation of ball mills only after integrating measuring instruments into the control system of the mill, which allow an accurate assessment of the state of loading of the mill drum.

Key words:

mineral processing, grinding, ball mill, mill loading, productivity, energy efficiency, electric drive.

REFERENCES

- Rosin P. Laws governing the fineness of powdered coal. *Journal of Institute of Fuel*, 1933, vol. 7, pp. 29–36.
- Zyubrovsky L.G. *Issledovanie energetiki protsessa izmelcheniya rudy v sharovykh melnitsakh i metody povysheniya effektivnosti ispolzovaniya elektroenergii rudoobogatitelnyimi fabrikami*. Dis. Kand. nauk [Investigation of the energetics of ore grinding in ball mills and methods for increasing the efficiency of using electricity by ore-dressing plants. Cand. Diss.]. Novocherkassk, 1983. 224 p.
- Malyshev V.P., Bekturganov N.S., Makasheva A.M., Zubrina Yu.S. Probabilistic model of material grinding as an operator of self-organization and an attractor of the process. *Non-ferrous metals*, 2016, no. 2, pp. 33–39. In Rus.
- Zhukovsky Yu.L., Korolev N.A., Malkova Ya.M. Monitoring the state of grinding in drum mills by the resulting moment on the shaft. *Journal of Mining Institute*, 2022, no. 256, pp. 686–700. In Rus.
- Yastrebov K.L., Nikolaev M.D. Calculation of the power consumed by drum mills. *Modern technologies. System analysis. Modeling*, 2012, no. 4 (48), pp. 56–59. In Rus.
- Kuznetsova M.M., Ved V.E. Theoretical and experimental studies of the energy-efficient grinding process of cement clinker in a ball mill. *Problems of the Regional Energetics*, 2014, no. 2 (25), pp. 93–97. In Rus.
- Chitalov L.S., Lvov V.V. Comparative assessment of the Bond Ball Mill Work Index tests. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.*, 2021, no. 1, pp. 130–145. In Rus.
- Soares A., Almeida J. Multi-compartment rod/ball mill evaluation on bauxite operation. *Procemin geomet.*, 2019, no. 1, pp. 1–8.
- Chehrehgani S., Gharegheshlagh H.H., Haghikia S. Power consumption management and simulation of optimized operational conditions of ball mills using the Morrell Power model: a case study. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, 2022, vol. 38, no. 2, pp. 123–135.
- García G.G., Coello-Velázquez A.L., Pérez B.F., Menéndez-Aguado J.M. Variability of the ball mill bond's standard test in a ta ore due to the lack of standardization. *Metals*, 2021, vol. 11, no. 10:1606, pp. 1–7.
- Golpayegani M.H., Rezai B. Modelling the power draw of tumbling mills: a comprehensive review. *Physicochemical Problems of Mineral Processing*, 2022, vol. 58, no. 4, p. 151600.
- Khanin S.I., Khanzarov A.S. Analysis of mathematical models of material grinding process in ball drum mills. *Energy-saving technological complexes and equipment for the production of building materials*, 2020, no. 19, pp. 306–311. In Rus.
- Kazarinov L.S., Khasanov D.R. Optimization of the mill load degree in cement production. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Electrical engineering, information technology, control systems*, 2019, no. 30, pp. 196–210. In Rus.

14. Góralczyk M., Krot P., Zimroz R., Ogonowski S. Increasing energy efficiency and productivity of the comminution process in tumbling mills by indirect measurements of internal dynamics – an overview. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 24:6735, pp. 1–19.
15. Hanin S.I., Mordovskaya O.S., Hanzarov A.S. Analysis of methods for direct control of in-mill filling of ball drum mills. *Machines, aggregates and processes in the construction industry*, 2021, no. 1, pp. 141–146. In Rus.
16. Normanyo E., Ofosu R.A. The effects of temperature, vibration and dosage on the mill motor efficiency of cement grinding ball mills. *Ghana Journal of Technology*, 2021, vol. 6, no. 1, pp. 9–17.
17. Pichuev A.V., Pavlov E.B. Study of the power consumption process of a ball mill. *Naukosfera*, 2021, no. 4-1, pp. 182–188. In Rus.
18. Bortnowski P., Gładysiewicz L., Król R., Ozdoba M. Energy efficiency analysis of copper ore ball mill drive systems. *Energies*, 2021, no. 14, no. 6:1768, pp. 1–14.
19. Xu Y., Zhang B., Feng G. Research on efficiency optimal torque distribution of stator module combined permanent magnet synchronous machine. *IET Electric Power Applications*, 2022, vol. 16, no. 2, pp. 236–247.
20. Muratov K., Ishnazarov O., Isakov A., Nuritov I. Assessment of effect of lining material on energy efficiency of starting up ball mills. *E3S Web of Conferences. – EDP Sciences*, 2023, vol. 365, 04005 p.
21. Bat M.I., Dzhaneldidze G.Yu., Kelzon A.S. *Teoreticheskaya mekhanika v primerakh i zadachakh. T. 1: Statika i kinematika* [Theoretical mechanics in examples and problems. Vol. 1: Statics and Kinematics]. Saint Petersburg, Lan Publ., 2012. 672 p.
22. Anuchin A.S. *Sistemy upravleniya elektroprivodov* [Electric drive control systems]. Moscow, MEI Publ. house, 2015. 373 p.
23. Okhotkin G.P., Ivanchin I.I. The method of vector pulse-width modulation in a multilevel voltage converter. *Bulletin of the Chuvash University*, 2022, no. 1, pp. 107–114. In Rus.
24. Klyuev R.V., Gavrina O.A., Mihalchenko S.N. Analysis of the specific electricity consumption of the processing plant. *Bulletin of the South Ural State University*, 2020, no. 1, pp. 433–447. In Rus.
25. Baldanov M.B., Sergeev Yu.A., Labarov D.B., Garmaev C.I. Energy assessment of the process of grinding lumpy materials. *Bulletin of the East Siberian State University of Technology/Vestnik VSGTU*, 2019, no. 2, pp. 57–63. In Rus.
26. Wills B.A., Finch J. *Wills' mineral processing technology: an introduction to the practical aspects of ore treatment and mineral recovery*. Elsevier, 2015. 496 p.
27. Malyshev V.P., Makasheva A.M., Bekturganov N.S., Kaikenov D.A. *Sluchaynaya priroda, veroyatnostnaya model i samoorganizatsiya protsessov pri izmelchenii materialov* [Random nature, probabilistic model and self-organization of the process during grinding of materials]. Moscow, Nauchny mir Publ., 2017. 123 p.
28. Nkomo F., Mulenga F.K. Assessing the effects of material properties on load behavior in dry ball mills using DEM. *Conference on Multidisciplinary Research (MyRes)*. Balaclava, Mauritius, 2022. 253 p.
29. Minin I., Dedyalkov P., Savov S. Research of the charge load influence over the tumbling mill characteristics through general utility function. *J. Chem. Metall.*, 2021, vol. 56, pp. 819–826.
30. AmanNejad M., Barani K. Effects of ball size distribution and mill speed and their interactions on ball milling using DEM. *Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review*, 2021, vol. 42, no. 6, pp. 374–379.

Received: 30 May 2023.

Reviewed: 29 August 2023.

Information about the authors

Andrei A. Zakamaldin, chief specialist in automation, «Electra+» Ltd.

Filipp V. Perevoshchikov, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Aleksandr A. Shilin, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 621.039

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ 3-ГО И 4-ГО КЛАССОВ

Горин Николай Владимирович¹,
n.gorin@vniitf.ru

Кучинов Владимир Петрович²,
vkuchinov@bk.ru

Усанов Сергей Валерьевич³,
usv@igduran.ru

Васильев Альберт Петрович⁴,
avasiliev@nikiet.ru

¹ Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики им. академика Е.И. Забабахина, Россия, 456770, г. Снежинск, ул. Васильева, 13, а/я 245.

² Научно-исследовательский ядерный университет, Россия, 115409, г. Москва, Каширское ш., 31.

³ Институт горного дела УрО РАН, Россия, 620075, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 58.

⁴ АО «НИКИЭТ им. Н.А. Доллежалея», Россия, 107140, г. Москва, ул. Малая Красносельская, 2/8, корп. 4.

Актуальность. Работы по выбору мест для захоронения радиоактивных отходов проводились во времена бывшего СССР и замедлились после его распада. Предложено вернуться к результатам этих работ и к самим работам, так как строящиеся пункты захоронения радиоактивных отходов 3-го и 4-го классов не справятся с захоронением их прогнозируемых объемов.

Цель: предложить, как одно из возможных решений, захоронение радиоактивных отходов 3-го и 4-го классов в свободном пространстве отработавших горных выработок, в том числе на действующих горнодобывающих предприятиях, и рассмотреть условия, от которых зависит их использование. Обратит особое внимание на информационную работу с населением, мнение которого может преобладать над всеми остальными аргументами.

Объекты: отработавшие и действующие горные выработки, накопленный объем отходов в мире и в России, выбор надежных источников информации, отечественный опыт захоронения отходов в горных выработках.

Методы. Рассмотрены возможности захоронения радиоактивных отходов с точки зрения действующих нормативных документов и опыта эксплуатации выработок.

Результаты. Отмечено, что при организации обращения с отходами обязательны консультации с общественностью и информирование населения. Указаны надежные источники информации о количестве радиоактивных отходов разных классов, образующихся в Российской Федерации, их распределении по регионам и крупнейшим предприятиям. Отмечено, что объемы радиоактивных отходов на два порядка меньше объемов твердых коммунальных отходов, но они привлекают большее внимание общественности и СМИ, и это следует учитывать при обращении с ними, организации их хранения и захоронения.

Ключевые слова:

Горные выработки, радиоактивные отходы, хранилище отходов, захоронение отходов, информирование населения.

Введение

Идея об использовании пространства отработавших подземных горных выработок, в том числе на действующих горнодобывающих предприятиях, для захоронения радиоактивных отходов, вынесенная в название статьи, не новая, известна давно, а отработавшие выработки используются для хранения и захоронения радиоактивных отходов (РАО) рядом стран [1–4]. В настоящей работе основной упор сделан на подземные выработки, хотя захоронение очень низкоактивных радиоактивных отходов допускается в наземных траншеях, т. е. в открытых выработках, отработавших или целенаправленно подготовленных.

Развитие атомной энергетики в России с введением до 2035 г. 12,2 ГВт мощностей новых энергобло-

ков АЭС, как это предусмотрено планами Правительства России, требует соответствующего внимания к обращению с РАО разного уровня активности. Принятая в Госкорпорации «Росатом» стратегия развития атомной энергетики (Стратегия-2018) в среднесрочной перспективе ~15–30 лет предполагает переход к двухкомпонентной ядерно-энергетической системе с реакторами на тепловых и быстрых нейтронах (РБН) в едином замкнутом ядерном топливном цикле (ЯТЦ). Для её реализации потребуются решение сопутствующих проблем и соблюдение требований, в том числе в области безопасного обращения со всеми категориями РАО.

При этом следует отметить, что основные требования к атомной энергетике были сформулированы

еще в 1947 г. Э. Ферми – человеком с мировой известностью и авторитетом – и до сих пор сохраняют свою актуальность. В научной среде они известны как «Мечта Ферми» («Fermi's Dream»): безопасность, экономичность, решение проблем радиоактивных отходов и нераспространения ядерного оружия.

Для реализации «Мечты Ферми» в части РАО необходимо, чтобы объем действующих и планируемых к строительству пунктов хранения и захоронения РАО соответствовал объемам образующихся и прогнозируемых в стране количеств РАО. При этом следует иметь в виду, что РАО образуются не только в атомной отрасли, но и в других областях оборонной и хозяйственной деятельности.

Федеральным законом № 190-ФЗ от 11.07.2011 «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» создана правовая основа единой системы обращения с РАО в России для приведения РАО в безопасное состояние с последующим этапом их окончательной изоляции. При этом статья 4 Закона устанавливает различные элементы классификации РАО, важными из которых для целей настоящей статьи являются удаляемые радиоактивные отходы с разделением их для целей захоронения на различные категории в зависимости от их удельной активности: высокоактивные (ВАРАО), среднеактивные (САРАО), низкоактивные (НАРАО) и очень низкоактивные радиоактивные отходы (ОНРАО). Постановлением Правительства РФ от 19.10.12 № 1069 «О критериях отнесения твердых, жидких и газообразных отходов к радиоактивным отходам, критериях отнесения радиоактивных отходов к особым радиоактивным отходам и к удаляемым радиоактивным отходам и критериях классификации удаляемых радиоактивных отходов» определены шесть классов удаляемых радиоактивных отходов. Первые два относятся к твердым ВАРАО и долгоживущим САРАО, 3-й и 4-й – к САРАО, НАРАО и ОНРАО, а 5-й и 6-й – к жидким РАО и радиоактивным отходам, образующимся при добыче и переработке урановых руд, а также при

осуществлении не связанных с использованием атомной энергии видов деятельности по добыче и переработке минерального и органического сырья с повышенным содержанием природных радионуклидов.

В РФ первый приповерхностный пункт захоронения твердых РАО 3-го и 4-го классов (ППЗРО) емкостью 23,5 тыс. м³ построен в районе г. Новоуральска, в эксплуатации он находится с 2016 г. Два ППЗРО – около г. Озерска, емкостью до 200 тыс. м³, и г. Северска, емкостью до 150 тыс. м³, находятся в стадии строительства. Пунктов захоронения твердых РАО 1-го и 2-го классов в России нет. Строящиеся пункты захоронения РАО позволяют захоронить только часть существующих и прогнозируемых твердых РАО 3-го и 4-го классов. Поэтому для захоронения оставшихся следует искать иные решения, одним из которых могло бы быть использование отработавших горных выработок, в том числе на действующих горнодобывающих предприятиях, расположенных вблизи мест образования отходов [5].

Количество радиоактивных отходов

ВАРАО и долгоживущие САРАО образуются на предприятиях, где осуществляется переработка отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), обращение с поврежденным ОЯТ и его хранение. К ним относятся СХК (г. Северск, Томская область), ГХК (г. Железногорск, Красноярский край), ПО Маяк (г. Озерск, Челябинская область), хранилища АЭС и объектов ВМФ с выгруженными чехлами с ОЯТ. Их объемы относительно невелики, существенно больше по объёму образуется НАРАО и еще больше ОНРАО.

Табл. 1 иллюстрирует общемировые объемы хранения и захоронения РАО различных классов по состоянию на 2016 г. В настоящее время в мире захоронено 77 % твердых радиоактивных отходов (ТРО) очень низкой активности и 85 % ТРО низкой активности, которые вместе составляют более 95 % мирового объема РАО при соответственно ~0,5 и ~1,5 % накопленной активности.

Таблица 1. Объемы хранения и захоронения РАО различных классов в мире, м³ [6]

Table 1. Amount of stored and buried radioactive waste of different classes worldwide, m³ [6]

Категория РАО Waste category	ТРО/solid nuclear waste		ЖРО/liquid nuclear waste	
	Хранение Storage	Захоронение Disposal/Burial	Хранение Storage	Захоронение Disposal/Burial
ОНРАО/VLLW, very low level waste	2918000	11842000	1600	Нет данных No data available
НАРАО/LLW, low level waste	1471000	18499000	322000000	
САРАО/ILW, intermediate level waste	2740000	133000	98000000	
ВАРАО/HLW, high level waste	29000	0	6700000	

Объем накопленных РАО в Российской Федерации в 2018 г. составил $5,65 \cdot 10^8$ м³, из них относящихся к категории «ядерного наследия» – $5,53 \cdot 10^8$ м³, т. е. составляющие практически все отходы. Эти отходы были наработаны при создании ядерного оружия, и связанные с ними проблемы в настоящее время решаются.

В табл. 2 представлено распределение образовавшихся РАО по классам в 2020 г. в Российской Федерации [7].

Переведенные в твердые агрегатные формы ОНРАО, НАРАО и САРАО кондиционируют и упаковывают в невозвратные контейнеры непосредственно на предприятиях, на которых они образовались, для передачи национальному оператору по обращению с РАО. Следует отметить, что объем твердых бытовых отходов (ТБО) в целом по Российской Федерации примерно на два порядка превышает объем образующихся РАО, требующих захоронения. Так, например, в 2020 г. на территории Российской Федерации было образова-

но 48,5 млн т ТБО [7]. Несмотря на это, РАО привлекают гораздо большее внимание населения и СМИ, чем ТБО, которые также могут создавать реальные угрозы для окружающей среды и жизнедеятельности человека. Так, например, свалки ТБО вблизи аэропортов привлекают птиц, что создает реальные угрозы безопасности полетов, а периодически возникающие возгорания отравляют окружающий их воздух.

Таблица 2. Образовавшиеся РАО в Российской Федерации в 2020 г., тыс. м³

Table 2. Radioactive waste generated in the Russian Federation in 2020, thousand m³

Класс РАО Waste class	Образовавшиеся Generated/Forced		Переработанные Recycled	
	ТРО solid nu- clear waste	ЖРО liquid nu- clear waste	ТРО solid nu- clear waste	ЖРО liquid nu- clear waste
ОНРАО VLLW	871,19	Нет данных No data available	5,66	Нет данных No data available
НАРАО/LLW	2,28	630,49	0,72	299,884
САРАО/ILW	0,72	45,53	3,03	12,773
ВАРАО/HLW	0,18	26,21	0,02	26,972
Всего/Total	874,37	702,23	9,43	339,63

Оценка прогнозируемых объемов РАО на предприятиях Госкорпорации «Росатом» в среднесрочной перспективе представлена в [5].

Все РАО размещены в 50 регионах Российской Федерации на 174 предприятиях в 897 пунктах хранения РАО, включая места сбора и/или временного хранения РАО. При этом РАО с объемом более 1 тыс. м³ размещены всего на 58 предприятиях.

Более 96 % всех ЖРО относятся к категории низко-активных, их суммарная активность составляет $8,79 \cdot 10^{15}$ Бк (менее 1 % от суммарной активности ЖРО), 88 % из этих ЖРО размещены в поверхностных водоемах-хранилищах ФГУП «ПО «Маяк». Часть средне-активных ЖРО изолирована от окружающей среды в ПГЗ ЖРО.

Высокоактивные ЖРО составляют менее 0,01 % от общего объема ЖРО, их активность – около 61 % от общей активности ЖРО. Все высокоактивные ЖРО находятся в специализированных зданиях и изолированы от окружающей среды.

Очень низкоактивные ТРО составляют 98 % от общего количества. Основная часть накоплена на ПАО «ППГХО» – предприятия, осуществляющем добычу урана.

Основная активность (около 80 %) сосредоточена в высокоактивных ТРО.

Масштабы накопленных и прогнозируемых РАО и ограниченные возможности строящихся пунктов их захоронения показывают, что для захоронения основной массы РАО 3-го и 4-го классов следует рассматривать возможность использования отработавших горных выработок, расположенных вблизи мест их образования.

Выбор мест для захоронения отходов

Работы по выбору мест для захоронения РАО проводились во времена бывшего СССР и замедли-

лись после его распада. Авторы полагают, что к результатам этих работ и к самим работам следует вернуться, так как прогнозируется заметный рост доли атомной энергетики в энергетическом балансе страны и, как следствие, будет нарастать объем РАО.

Изыскания подходящих участков для захоронения РАО проводились на архипелаге Новая Земля, Кольском полуострове, Южном Урале и в Красноярском крае. При проведении работ принималась во внимание не только чувствительность темы для местного населения, но и ряд экономических, социальных и политических условий. Так, концепция изоляции РАО в многолетнемерзлых породах разрабатывалась в конце прошлого века во ВНИПИ протехнологии. Анализ материалов по исследованию свойств пород давал основание считать, что они обладают высокими изолирующими свойствами и могут быть использованы для подземной изоляции РАО.

Работы проводились по всем направлениям, к ним был подключен ряд научных центров, подготовлены концептуальные проекты и обоснована их эффективность, результаты докладывались на конференциях и публиковались в научных изданиях, однако разработки вскоре были прекращены из-за отсутствия финансирования. В этой связи, если будет принято соответствующее решение, на первом этапе потребуются инвентаризация имеющихся архивных материалов, их систематизация и актуализация.

Необходимо отметить, что работы по реализации программ захоронения РАО в отработанных шахтах проводились и проводятся не только в бывшем СССР, но и в других странах, имеющих атомную энергетику. Подземные горные выработки отработанных месторождений относятся к категории объектов, повторная эксплуатация которых может быть экономически выгодна.

Условия захоронения отходов в отработавших выработках

На Урале почти все отработавшие шахты затоплены. На техническом этапе рекультивации ряда шахт распространено заполнение отработанных пустот промышленными отходами [8]. Состояние остальных отработавших шахт необходимо проверять по архивным материалам и запрашивать, возможно, на договорной основе в государственных службах статистики. Авторы не использовали информацию об отработавших горных выработках из интернета.

Конечно, в мире и в России имеется опыт восстановления разрушенных и затопленных шахт, однако предварительно необходим анализ экономической, экологической и социальной целесообразности такого восстановления. Проще будет направить внимание на действующие горнодобывающие производства, на которых образовались свободные выработки, изолированные от остального производства, но обеспеченные всей необходимой инфраструктурой. Известно, что практически на каждой шахте имеются отработанные и свободные выработки, доля которых по объему может быть значительна и достигать многих сотен и даже тысяч м³. Например, объем отработан-

ных камер на рудниках ПАО «ППГХО» составляет 1,5 млн м³ [5].

Захоронение в них РАО 3-го и 4-го классов не повлияет на радиационную обстановку в местах проведения основных работ, так как мощные слои горной породы обеспечат надежную радиационную защиту. Однако всё же будет необходим предварительный анализ социальных и юридических вопросов, так как горнодобывающие предприятия и пункты захоронения РАО эксплуатируются по разным нормам и правилам, а их совместная эксплуатация на одном предприятии неизбежно внесет свои особенности.

При выборе действующих шахт для захоронения отходов необходимо учитывать, что:

- ликвидированные и затопленные шахты пребывают в основном в бесконтрольном состоянии. Какие-то из них полностью затоплены, часть может быть доступной для спуска и обследования. Восстановление затопленных выработок для захоронения отходов – очень затратное мероприятие, успешность которого сомнительна даже после проектной проработки;
- наиболее подходящей для захоронения отходов будет действующая шахта, вырабатывающая свой ресурс из-за предстоящего вскоре истощения запасов добываемого материала. В этом случае на шахте работает вся инфраструктура – электроснабжение, вентиляция, водоотлив и спуск/подъем в шахту, имеется вся горно-геологическая документация, многочисленные данные по мониторингу подземных вод, процессам деформирования поверхности и устойчивости выработок;
- следует рассмотреть целесообразность создания в действующей шахте, эксплуатация которой планируется в течение достаточно продолжительного времени, специальной выработки для захоронения отходов, что, возможно, будет экономически выгодно. Столь же выгодным может оказаться использование открытых выработок для захоронения ОНРАО;
- в качестве помещений для хранения отходов пригодны далеко не все выработки в шахте. К подходящим можно отнести только капитальные выработки (штреки и квершлаг), устойчивость которых может быть долговременной. Чаще всего это выработки, крепление которых выполнено из бетона либо выработки, пройденные в крепких скальных горных породах. Вскрышные, подготовительные нарезные и очистные выработки, с высокой вероятностью, не подойдут из-за их размеров и низкой устойчивости;
- в шахтах присутствуют огромные «павильоны» выработанных пространств, но они специально погашаются принудительным обрушением, закладкой либо изоляцией. Чтобы сохранить или создать такие огромные устойчивые помещения, необходимо заранее предусмотреть их в проектах, которые бы позволили обеспечить устойчивость выработок для заполнения их отходами;
- скорее всего, не на каждой шахте технологическое оборудование сможет принимать крупногабарит-

ные контейнеры с отходами. В шахтном стволе может потребоваться специальная конструкция для погрузки и выгрузки контейнеров. Возможно, наиболее вероятным объектом станут шахты, имеющие штольни или спиральные спуски для автомобильного транспорта с дневной поверхности;

- дополнительным фактором опасности захоронения отходов в подземном пространстве является проблема деформирования горного массива под воздействием горных работ – сдвигание и горные удары, поэтому отходы следует размещать в безопасных местах вдали от влияния этих процессов [9];
- в подземном пространстве очень высокая влажность и часто агрессивные высокоминерализованные воды, которые будут разрушительно воздействовать на упаковку РАО [10–12];
- организация пункта захоронения отходов на действующем горнодобывающем предприятии потребует дополнительного финансирования и создания новых рабочих мест, но, скорее всего, положительно повлияет на социальную обстановку;
- при создании подземного пункта захоронения требуются прогнозы последствий при возникновении любых возможных ситуаций, включая связанные с проблемами ядерного нераспространения, которым уделяется немалое внимание в работах зарубежных исследователей [13].

Таким образом, для того чтобы использовать подземные выработанные пространства для захоронения РАО, необходимо на первом этапе определить условия их захоронения, а затем под эти условия подбирать горные предприятия, которые находятся на заключительном этапе своей эксплуатации и в стадии доработки своего ресурса. После согласования всех условий в шахте по специальным проектам можно создать особенные очистные выработанные пространства, которые будут превышать объемы штреков и квершлагов. С учетом допустимых условий захоронения РАО и состояния шахт пригодных объектов и мест для захоронения может оказаться немного.

Опыт использования отработавших горных выработок для захоронения отходов

Практика использования пространства отработавших горных выработок для захоронения реализована российскими специалистами на территории Республики Казахстан при захоронении отходов ядерной деятельности, оставшихся после завершения программы испытаний ядерного оружия на бывшем Семипалатинском полигоне. После его закрытия на его территории остались отработавшие выработки, содержащие отходы. Работы выполняли специалисты РФЯЦ-ВНИИЭФ (г. Саров, Нижегородская область), РФЯЦ-ВНИИТФ (г. Снежинск, Челябинская область), РИ (г. Санкт-Петербург) и НЯЦ РК (г. Курчатов, Республика Казахстан) под руководством Госкорпорации «Росатом» и Агентства по атомной энергии Республики Казахстан при финансовой поддержке США [14].

При проведении работ осуществлялось бурение скважин в полость бокса выработки с отходами ядерной деятельности и заполнение его объема цементно-песчаным раствором или магнетитовым раствором, который не только обеспечивал физическую защиту, но и химически связывал отходы. Бурение проводили либо с дневной поверхности, либо изнутри (рисунок). После заполнения бокса, т. е. захоронения отходов, и создания дополнительных барьеров физической защиты выработка становилась безопасной. В результате была повышена безопасность бывшего Семипалатинского полигона и обеспечено усиление режима нераспространения ядерного оружия. О завершении работ по повышению безопасности полигона и одобрении ее результатов сообщено на встрече трех Президентов – Казахстана, России и США, в Сеуле в марте 2012 г.

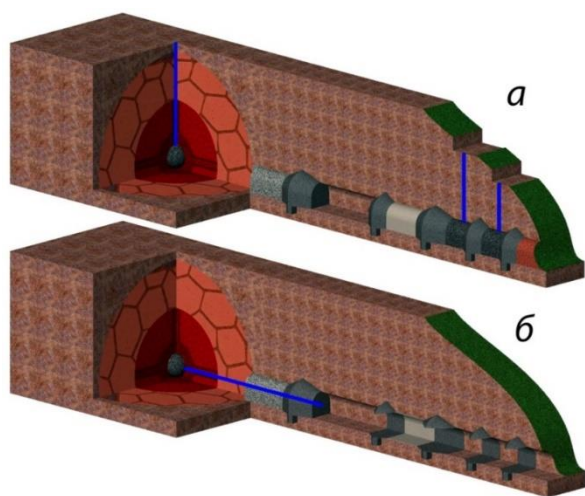


Рисунок. Схемы доступа в полости выработки с отходами ядерной деятельности при вертикальном (а) и горизонтальном (б) бурении

Figure. Schemes of access to mine cavities with nuclear waste for the case of vertical (a) and horizontal (b) drilling

На некоторых участках полигона была загрязнена дневная поверхность отходами ядерной деятельности. Они были собраны с поверхности и размещены в полости одной из свободных горных выработок.

Интуитивно ясно, что возможность использования произвольной отработавшей горной выработки для захоронения РАО 1-го и 2-го классов без серьезных финансовых и временных затрат на проведение исследований и доработок маловероятна. Технологии захоронения отходов регламентированы требованиями к свойствам горной породы, конструкциям выработки, коммуникациям, возможностям мониторинга обстановки в полости выработки и прогнозов на будущее. В то же время нормативные требования для захоронения НАРАО и ОНРАО значительно мягче, что позволяет, прежде всего, рассмотреть возможности их захоронения в отработавшей горной выработке, некоторые из которых окажутся пригодными для захоронения, хотя в нормативных требованиях к за-

хоронению ОНРАО остаются нерешенные вопросы [15, 16]. Можно согласиться с предложением, что практику захоронения РАО целесообразно начинать с наиболее простых задач с ОНРАО, объемы и активности которых на порядки отличаются от ВАРАО и САРАО [16].

Понятно, что использование отработавших горных выработок для захоронения РАО 3-го и 4-го классов будет определяться рядом условий, прежде всего технических, т. е. будет зависеть от состояния самих выработок, их количества, коммуникаций и объемов свободного пространства. К другим, но не менее важным, условиям относятся нормативные требования, которые предстоит ещё разработать, а также, что не менее важно, отношение населения, проживающего вблизи выработок, к использованию их в качестве пункта захоронения РАО, поскольку тема появления радиоактивных отходов вблизи его места проживания для него весьма чувствительна.

Взаимодействие с общественностью

В предисловии к [17] министром Минатома Е.О. Адамовым было отмечено, что «...Многие годы ядерные специалисты вообще не тратили время на работу с общественностью, считая, что власть предержащие обладают должной информацией и квалификацией для принятия правильных решений. В условиях авторитарного общества это было и оправдано, и разумно...». Однако в настоящее время ситуация кардинально изменилась и мнение общественности может даже преобладать над всеми остальными аргументами.

Такие вопросы, как обращение с РАО, нельзя рассматривать только с точки зрения экономики и соблюдения законодательных и нормативных требований в области безопасности. Известно, что общественное мнение, несогласное с предложенными действиями руководства радиационно-опасного объекта, считая, что вопросам безопасности уделено недостаточно внимания, почти всегда вынуждало реализовывать альтернативные решения, которые большей частью не являются оптимальными. Поэтому целесообразно учесть международный опыт заблаговременного взаимодействия с населением для подготовки общественного мнения в отношении использования отработавших горных выработок для захоронения РАО 3-го и 4-го классов [1]. Население, скорее всего, примет предложенные решения о захоронении РАО в горных выработках при условии открытого и честного диалога с использованием простых и очевидных аргументов с пониманием, что в памяти обычного гражданина сохранится один, в лучшем случае два аргумента [18–20].

Одним из них может стать утверждение, что, хотя ряд аспектов обращения с отходами 3-го и 4-го классов окончательно пока не определен [23], переход на атомную энергетику с быстрыми реакторами и замкнутым ЯТЦ позволяет найти решения проблем ядерной и физической безопасности, нераспространения ядерного оружия и обращения с РАО [21, 22].

Общая картина обращения с ОЯТ и РАО представлена на сайте ФГУП «НО РАО» и в «Национальных докладах Российской Федерации о выполнении обязательств, вытекающих из Объединенной конвенции о безопасности обращения с отработавшим топливом и о безопасном обращении с радиоактивными отходами», представляемых на регулярные совещания государств-участников этой конвенции по её рассмотрению [24]. К настоящему времени подготовлено уже шесть таких докладов. Современное состояние отражено в последнем, шестом, докладе, который подготовлен, но в открытом доступе его пока нет [25]. Принимая во внимание, что кардинальных изменений в вопросах образования, переработки и захоронения РАО за последние годы не произошло, для представления общей картины ситуации с РАО в России можно использовать материалы пятого доклада. Приведенные в докладе численные значения могут измениться, но не очень сильно. Одновременно информация об отходах, в том числе и РАО, представляется в ежегодных государственных докладах о состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации. Конкретные особенности обращения с РАО публикуются в журнале «Радиоактивные отходы», издаваемом ИБРАЭ РАН. Информацию этих изданий следует использовать преимущественно при обсуждении с населением вопросов обращения с РАО.

Вместе с тем работа с докладами и научными статьями требует соответствующей квалификации и образования, они могут быть рекомендованы журналистам, педагогам, депутатам, специалистам органов местного самоуправления для взаимодействия с населением по проблемам РАО. Для широких кругов населения подготовлены специализированные сайты и ежегодно выпускаются отчеты по экологической безопасности. В них, как правило, приводится лишь обобщенная информация о выполнении требований нормативной документации на конкретном радиационно-опасном объекте и в виде заключения отмечает-

ся, что радиационное воздействие на население в разы или даже на порядки меньше установленных уровней.

Заключение

Поскольку строящиеся пункты захоронения радиоактивных отходов в г. Озерске и г. Северске суммарным объемом 350 тыс. м³ позволят захоронить только часть существующих и прогнозируемых твердых отходов 3-го и 4-го классов, следует вернуться к опыту работ по выбору мест для их захоронения, начатых во времена бывшего СССР и замедлившихся после его распада. На первом этапе необходима инвентаризация архивных материалов с результатами выполненных работ, их систематизация и актуализация. В дальнейшем следует сосредоточить усилия на использовании отработавших и свободных горных выработок, в первую очередь на действующих горнодобывающих предприятиях для захоронения главным образом очень низкоактивных радиоактивных отходов. Следует также рассмотреть целесообразность создания в действующей шахте специальной выработки для захоронения отходов, что, возможно, будет экономически выгодно. Столь же выгодным может оказаться использование открытых выработок для захоронения отходов. Одним из возможных решений может оказаться захоронение радиоактивных отходов 3-го и 4-го классов в свободном пространстве отработавших горных выработок, в том числе на действующих горнодобывающих предприятиях, естественно при анализе всех условий, от которых зависит их использование. При этом особое внимание следует обратить на информационную работу с населением, мнение которого может преобладать над всеми остальными условиями.

Исследования частично выполнены в рамках Госзадания № 075-00412-22 ПП, тема № (FUWE-2022-0003), рег. № 1021062010536-3-1.5.1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обзор зарубежных практик обращения с ОЯТ и РАО. – М.: ФГУП «Национальный оператор по обращению с радиоактивными отходами, 2022. URL: <https://www.norao.ru/waste/overview/> (дата обращения 05.03.2023).
2. Bjurström S. Storage of nuclear waste in Sweden // *Tunnelling and Underground Space Technology*. – 1989. – № 4 (2). – P. 139–142. DOI: 10.1016/0886-7798(89)90046-1.
3. Hocke P., Kallenbach-Herber B. Always the same old story? Nuclear waste governance in Germany // *Nuclear Waste Governance. Energiepolitik und Klimaschutz Energy Policy and Climate Protection* / Ed. by A. Brunnengräber. 2015. DOI: 10.1007/978-3-658-08962-7_8.
4. Application-oriented transdisciplinary basic research on nuclear waste management: hollow phrase or sensible concept? / K.-J. Röhligh, P. Hocke, P. Krütli, R. Martin, U. Smeddinck. 2021. DOI: 10.5194/sand-1-203-2021 URL: <https://sand.copernicus.org/articles/1/203/2021/> (дата обращения 05.03.2023).
5. Обоснование возможности размещения радиоактивных отходов 2 и 3 классов в подземном пространстве урановых рудников / Е.В. Кузьмин, А.В. Калакуцкий, М.А. Тарасов, А.А. Морозов // *Горная промышленность*. – 2020. – № 5. – С. 32–37. DOI: 10.30686/1609-9192-2020-5-32-37
6. IAEA Nuclear Energy Series No NW-T-1 14 (Rev. 1). Status and Trends in Spent Fuel and Radioactive Waste Management. – Vienna, International Atomic Energy Agency, 2022. – P. 51–53.
7. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2020 году. Государственный доклад. – М.: Минприроды России; МГУ имени М.В. Ломоносова, 2021. – 864 с.
8. Елохина С.Н. Техногенез затопленных рудников Урала: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Екатеринбург, 2014. – 352 с.
9. Геомеханические аспекты недропользования / А.Д. Сашурин, В.В. Мельник, А.Е. Балец, Т.Ш. Далатказин, С.В. Усанов, А.А. Панжин, Р.В. Криницын, И.Л. Озорнин, Т.Ф. Харисов, Ю.П. Коновалова, А.Л. Замятин, Д.В. Григорьев, А.С. Ведерников, А.В. Усанова, А.В. Зубков, Е.Л. Сосновская. – Екатеринбург: Уральское отделение РАН, 2022. – 256 с. DOI: 10.25635/j5035-6134-1492-n.
10. Sensitivity of pathogenic bacteria strains to treated mine water / C. Stoica, L. R. Dinu, I.E. Lucaci, V. Oncu, S. Gheorghe, M. Nita-Lazar // *International Journal of Environmental Research and Public Health*. – 2022. DOI: 10.3390/ijerph192315535 URL: <https://www.mdpi.com/1660-4601/19/23/15535> (дата обращения 05.03.2023).
11. Bascompta M., Sanmiquel L. Determination of the environmental conditions in an underground mine // *Proceedings of the 2nd International Conference on Mining, Material and Metallurgical Engineering*. – Barcelona, 2015. – P. 342.

12. Comprehensive assessment on the environmental conditions of abandoned and inactive mines in the Philippines / J. Samaniego, C.R. Gibaga, A. Tanciongco, R. Rastrullo, N. Mendoza, Ch. Darwin Racadio // ASEAN Journal on Science & Technology for Development. – 2020. – V. 37. – № 2. – С. 81–86. DOI: 10.29037/ajstd.623.
13. Casterton J., Vestergaard C. Back-end to the future: some safeguards considerations for multinational geological repositories // Technology&Trade, Stimson Center. 2020. URL: <https://www.stimson.org/2020/back-end-to-the-future-some-safeguards-considerations-for-multinational-geological-repositories/> (дата обращения 05.03.2023).
14. Технологии приведения Семипалатинского полигона в безопасное состояние / Н.В. Горин, М.В. Красносельских, В.Г. Смирнов, А.П. Васильев, А.Н. Андреюк, С.В. Буренков, В.М. Куценко // Атомная энергия. – 2020. – Т. 129. – № 2. – С. 114–117.
15. Захоронение радиоактивных отходов. Принципы, критерии и основные требования безопасности НП-055-14 // Ядерная и радиационная безопасность. – 2015. – № 4 (78). – С. 59–87.
16. Абалкина И.Л. Опыт захоронения ОНАО: перспективы для России // Радиоактивные отходы. – 2018. – № 4 (5). – С. 15–23.
17. Техногенные радионуклиды в морях, омывающих Россию, «Белая книга-2000» / Ю.В. Сивинцев, С.М. Вакуловский, А.П. Васильев, В.Л. Высоцкий, А.Т. Губин, В.А. Данилян, В.И. Кобзев, И.И. Крышев, С.А. Лавковский, В.А. Мазокин, А.И. Никитин, О.И. Петров, Б.Г. Пологих, Ю.И. Скорик. – М.: ИздАТ. 2005. – 624 с.
18. Харви Ш. Стимулирование интереса молодежи к ядерной энергетике // Бюллетень МАГАТЭ. – Март 2021. – С. 20–21.
19. Бильбао-и-Леон С. Как заставить мир посмотреть на ядерную отрасль под другим углом // Бюллетень МАГАТЭ. – Март 2021. – С. 28–29.
20. Воспитание у населения востребованного отношения к атомной энергетике / Н.В. Горин, Н.Л. Абрамова, С.В. Нечаева, О.С. Головихина // Государственное управление. Электронный вестник. – 2021. – № 87. – С. 7–18. DOI: 10.24412/2070-1381-2021-87-7-18.
21. Обеспечение режима ядерного нераспространения при экспорте реакторов на быстрых нейтронах с замкнутым топливным циклом / Н.В. Горин, Н.П. Волошин, Ю.И. Чуриков, А.Н. Чебесков, В.П. Кучинов, А.П. Васильев, А.В. Моисеев, С.Ф. Шепелев, Д.А. Скворцов, С.И. Жулин, В.В. Шидловский, А.В. Кривцов // Атомная энергия. – 2021. – Т. 130. – № 1. – С. 48–51.
22. Барьеры на путях ядерного распространения при экспорте российских быстрых реакторов с замкнутым ЯТЦ (на примере БРЕСТ ОД-300) / Н.В. Горин, Е.В. Кузнецов, В.П. Кучинов, А.Н. Чебесков, А.В. Моисеев, В.В. Шидловский, А.В. Кривцов // Вестник НЯЦ. – 2021. – № 4 (88). – С. 16–21. URL: <https://doi.org/10.52676/1729-7885-2021-4-16-21> (дата обращения 05.03.2023).
23. Анализ требований нормативной базы Российской Федерации к захоронению очень низкоактивных радиоактивных отходов / Д.И. Павлов, В.В. Ирошников, Д.А. Максименко, А.В. Демин, Д.В. Сыченко // Радиоактивные отходы. – 2022. – № 1 (18). – С. 91–106.
24. Пятый национальный доклад Российской Федерации о выполнении обязательств, вытекающих из объединенной конвенции о безопасности обращения с отработавшим топливом и о безопасном обращении с радиоактивными отходами. 2017. URL: <https://rosatom.ru/upload/iblock/f28/f288b0bef11f34803223e48fba474d28.pdf> (дата обращения 05.03.2023).
25. О предоставлении шестого национального доклада Российской Федерации о выполнении обязательств, вытекающих из объединенной конвенции о безопасности обращения с отработавшим топливом и о безопасном обращении с радиоактивными отходами / А.А. Дорофеев, С.С. Уткин, Е.Г. Мамчиц, А.А. Самойлов, В.И. Дорогов // Радиоактивные отходы. – 2022. – № 3 (20). – С. 10–18.

Поступила: 03.04.2023 г.

Прошла рецензирование: 11.04.2023 г.

Информация об авторах

Горин Н.В., кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник, Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики им. академика Е.И. Забабахина.

Кучинов В.П., доцент, Научно-исследовательский ядерный университет Московский инженерно-физический институт.

Усанов С.В., кандидат технических наук, заведующий лабораторией сдвижений горных пород, Институт горного дела УрО РАН.

Васильев А.П., кандидат физико-математических наук, главный научный сотрудник, АО «НИКИЭТ им. Н.А. Доллежалея».

UDC 621.039

USE OF UNDERGROUND MINES FOR DISPOSAL OF RADIOACTIVE WASTE OF THE 3RD AND 4TH CLASSES

Nikolay V. Gorin¹,
n.gorin@vniitf.ru

Vladimir P. Kuchinov²,
vkuchinov@bk.ru

Sergey V. Usanov³,
usv@igduran.ru

Albert P. Vasiliev⁴,
avasiliev@nikiet.ru

¹ Russian Federal Nuclear Center – Zababakhin All-Russia Research Institute of Technical Physics,
13, Vasilev street, 456770, Snezhinsk, Russia.

² National Research Nuclear University MEPhI,
31, Kashirskoe highway, 115409, Moscow, Russia.

³ Institute of Mining of Ural branch of RAS,
58, Mamin-Sibiryak street, Yekaterinburg, 620075, Russia.

⁴ JSC NIKIET,
2/8, Malaya Krasnoselskaya street, 107140, Moscow, Russia.

Relevance. Searching for the sites for radioactive waste disposal was carried out during the Soviet times and slowed down after the breakup of the USSR. It is proposed to return to the achieved results in this area and to get back to work on radioactive waste disposal site selection, since the disposal facilities for radioactive waste of the 3rd and 4th classes under construction will not be able to cope with the predicted amount of radioactive waste.

Purpose: to offer as one of possible solutions, to use the free space of exhausted mines for the disposal of radioactive waste of the 3rd and 4th classes, including exhausted mines at the existing mining enterprises, and to consider the conditions of their use; to pay special attention to promoting public awareness, since public opinion may prevail over all other arguments.

Subjects: exhausted and operating mines, accumulated amount of radioactive waste in the world and in Russia, selection of reliable sources of information, domestic experience of nuclear waste disposal in exhausted mines.

Methods. The paper considers the possibilities of nuclear waste disposal from the viewpoint of current regulations and mine operation experience.

Results. It is shown that waste handling necessitates public consultations and informing the population. Reliable sources of information on the amount of radioactive waste of different classes generated in the Russian Federation, as well as on their distribution by region and major enterprises are provided. It is noted that the amount of radioactive waste is two orders of magnitude less than that of municipal solid waste, but radioactive waste attracts more public attention in the media, and this should be taken into account when handling it, and organizing its storage and disposal.

Key words:

mines, radioactive waste, waste storage, waste disposal, promoting public awareness.

This work was partly supported by the State task № 075-00412-22 ITP, topic № (FUWE-2022-0003), № 1021062010536-3-1.5.1.

REFERENCES

1. *Obzor zarubezhnykh praktik obrashcheniya s OYaT i RAO* [Review of foreign practices of SNF and RW management. National Operator for Radioactive Waste management FSUE]. Moscow, Natsionalny operator po obrashcheniyu s radioaktivnymi otkhodami Publ., 2022. Available at: <https://www.norao.ru/waste/overview/> (accessed 5 March 2023).
2. Bjurström S. Storage of nuclear waste in Sweden. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 1989, no. 4 (2), pp. 139–142. DOI: 10.1016/0886-7798(89)90046-1.
3. Hocke P., Kallenbach-Herber B. Always the same old story? Nuclear Waste Governance in Germany. *Nuclear Waste Governance, Energiepolitik und Klimaschutz Energy Policy and Climate Protection*. Ed. by A. Brunnengräber. 2015. DOI: 10.1007/978-3-658-08962-7_8.
4. Röhlig K.-J., Hocke P., Krütli P., Martin R., Smeddinck U. *Application-oriented transdisciplinary basic research on nuclear waste management: hollow phrase or sensible concept?* 2021. DOI: 10.5194/sand-1-203-2021. Available at: <https://sand.copernicus.org/articles/1/203/2021/> (accessed 5 March 2023).
5. Kuzmin E.V., Kalakutskiy A.V., Tarasov M.A., Morozov A.A. Justification for possibility to dispose of class 2 and 3 radioactive waste in underground space of uranium mines. *Russian Mining Industry*, 2020, no. 5, pp. 32–37. In Rus. DOI: 10.30686/1609-9192-2020-5-32-37
6. IAEA Nuclear Energy Series No NW-T-1 14 (Rev. 1). *Status and Trends in Spent Fuel and Radioactive Waste Management*. Vienna, International Atomic Energy Agency, 2022. pp. 51–53.
7. *sostoyanii i ob okhrane okruzhayushchey sredy Rossiyskoy Federatsii v 2020 godu. Gosudarstvenny doklad* [On the state and environmental protection of the Russian Federation in 2020. State re-

- port]. Moscow, M.V. Lomonosov MSU имени М.В. Ломоносова, 2021. 864 p.
8. Elokina S.N. *Tekhnogenez zatoplennykh rudnikov Urala*. Dis. Dokt. nauk [Technogenesis of flooded mines in the Urals. Dr. Diss.]. Ekaterinburg, 2014. 352 p.
 9. Sashurin A.D., Melnik V.V., Balek A.E., Dalatkazin T.Sh., Usanov S.V., Panzhin A.A., Krinitsyn R.V., Ozomin I.L., Kharisov T.F., Konovalova Yu.P., Zamyatin A.L., Grigoriev D.V., Vedemikov A.S., Usanova A.V., Zubkov A.V., Sosnovskaya E.L. *Geomechanical aspects of subsurface use*. Yekaterinburg, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 2022. 256 p. DOI: 10.25635/j5035-6134-1492- n.
 10. Stoica C., Dinu L.R., Lucaci I.E., Oncu V., Gheorghe S., Nita-Lazar M. Sensitivity of pathogenic bacteria strains to treated mine water. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 2022. DOI: 10.3390/ijerph192315535. Available at: <https://www.mdpi.com/1660-4601/19/23/15535> (accessed 5 March 2023).
 11. Bascompta M., Sanmiquel L. Determination of the environmental conditions in an underground mine. *Proceedings of the 2nd International Conference on Mining, Material and Metallurgical Engineering*. Barcelona, 2015. pp. 342.
 12. Samaniego J., Gibaga C.R., Tanciongco A., Rastrullo R., Mendoza N., Darwin Racadio Ch. Comprehensive assessment on the environmental conditions of abandoned and inactive mines in the Philippines. *ASEAN Journal on Science & Technology for Development*, 2020, vol. 37, no. 2, pp. 81–86. DOI: 10.29037/ajstd.623.
 13. Casterton J., Vestergaard C. *Back-end to the future: some safeguards considerations for multinational geological repositories*. Technology&Trade, Stimson Center, 2020. Available at: <https://www.stimson.org/2020/back-end-to-the-future-some-safeguards-considerations-for-multinational-geological-repositories/> (accessed 5 March 2023).
 14. Gorin N.V., Krasnoselskikh M.V., Smirnov V.G. Technologies for saving the Semipalatinsk test site. *Atomic Energy*, 2020, vol. 129, no. 2, pp. 108–111. Available at: <https://doi.org/10.1007/s10512-021-00711-0> (accessed 5 March 2023).
 15. Disposal of radioactive waste. Principles, criteria and basic safety requirements NP-055-14. *Nuclear and Radiation Safety*, 2015, no. 4 (78), pp. 59–87. In Rus.
 16. Abalkina I.L. VLLW disposal experience: perspectives for Russia. *Radioactive Waste*, 2018, no. 4 (5), pp. 15–23. In Rus.
 17. Sivintsev Yu.V., Vakulovskiy S.M., Vasiliev A.P., Vysotskiy V.L., Gubin A.T., Danilyan V.A., Kobzev V.I., Kryshev I.I., Lavkovskiy S.A., Mazokin V.A., Nikitin A.I., Petrov O.I., Pologikh B.G., Skorik Yu.I. *Tekhnogennye radionuklidy v moryakh, omyvayushchikh Rossiyu, «Belaya kniga-2000»* [Technogenic radionuclides in the seas surrounding Russia «White Book-2000». Moscow, Izdat Publ., 2005. 624 p.
 18. Sinead H. Spurring youth interest in nuclear. *IAEA Bulletin*, 2021. pp. 20–21. In Rus.
 19. Sama Bilbao y León. Finding a new voice for nuclear. *IAEA Bulletin*, 2021. pp. 28–29. In Rus.
 20. Gorin N.V., Abramova N.L., Nechaeva S.V., Golovikhina O.S. Fostering respectful attitude towards nuclear industry. *Public Administration E-journal*, 2021, no. 87, pp. 6–24. In Rus. DOI: 10.24412/2070-1381-2021-87-7-18.
 21. Gorin N.V., Voloshin N.P., Churikov Y.I., Chebeskov A.N., Kuchinov V.P., Vasiliev A.P., Moiseev A.V., Shepelev S.F., Skvortsov D.A., Zhurin S.I., Shidlovskiy V.V., Krivtsov A.V. Nuclear non-proliferation security on exportation of fast reactors with a closed fuel cycle. *Atomic Energy*, 2021, no. 130, pp. 53–56. DOI: 10.1007/s10512-021-00773-0.
 22. Gorin N.V., Kuznetsov E.V., Kuchinov V.P., Chebeskov A.N., Moiseev A.V., Shidlovskiy V.V., Krivtsov A.V. Barriers to nuclear proliferation in the export of the Russian fast reactors with closed NFC (Using Example Brest-Od-300). *Vestnik NYaTs*, 2021, no. 4 (88), pp. 16–21. In Rus. DOI: 10.52676/1729-7885-2021-4-16-21.
 23. Pavlov D.I., Iroshnikov V.V., Maksimenko D.A., Demin A.V., Sychenko, D.V. Analysis of the Russian Federation regulatory framework requirements for disposal of very low-level radioactive waste. *Radioactive Waste*, 2022, no. 1 (18), pp. 91–106. In Rus. DOI: 10.25283/2587-9707-2022-1-91-106.
 24. *Pyatyatsionalny doklad Rossiyskoy Federatsii o vypolnenii obyazatelstv, vytekayushchikh iz obedinennoy konventsii o bezopasnosti obrashcheniya s otrabotavshim toplivom i o bezopasnom obrashchenii s radioaktivnymi otkhodami* [Fifth National Report of the Russian Federation on the fulfillment of obligations arising from the joint convention on the safety of spent fuel management and on the safe management of radioactive waste]. 2017. Available at: <https://rosatom.ru/upload/iblock/f28/f288b0bef11f34803223e48fba474d28.pdf> (accessed 5 March 2023).
 25. Dorofeev A.N., Utkin S.S., Mamchits E.G., Samoilov A.A., Dorogov V.I. On the presentation of the Sixth National Report of the Russian Federation on the fulfillment of obligations arising from the Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management. *Radioactive Waste*, 2022, no. 3 (20), pp. 10–18. In Rus. DOI: 10.25283/2587-9707-2022-3-10-18.

Received: 3 April 2023.
Reviewed: 11 April 2023.

Information about the authors

Nikolay V. Gorin, Cand. Sc., senior scientist, Russian Federal Nuclear Center – Zababakhin All-Russia Research Institute of Technical Physics.

Vladimir P. Kuchinov, associate professor, National Research Nuclear University MEPhI.

Sergey V. Usanov, Cand. Sc., laboratory chief, Institute of Mining of Ural branch of RAS.

Albert P. Vasiliev, Cand. Sc., main researcher, JSC NIKIET.

УДК 553.982.23

СТРУКТУРНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ЛОВУШКИ НЕФТИ И ГАЗА В ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ СРЕДНЕВАСЮГАНСКОГО МЕГАВАЛА

Белозёров Владимир Борисович,
BelozerovVB@hw.tpu.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Промышленное освоение нефтегазоносных территорий, с одной стороны, формирует развитую инфраструктуру нефтедобычи, а с другой – снижает её нефтегазоносный потенциал, в результате чего через определённый промежуток времени созданная инфраструктура становится невостребованной. Для её эффективного использования необходимо постоянно наращивать минерально-сырьевую базу территории. Как правило, на первой стадии поисково-разведочных работ выявляются залежи углеводородов структурного типа, и по мере повышения геолого-геофизической изученности территории осуществляется переход к поиску залежей углеводородов в сложнопостроенных ловушках. Подготовка структурно-литологических поисковых объектов также может включать несколько этапов, в зависимости от детальности изучения территории данными сейсморазведки. Примером таким подходом может служить последовательность поисково-разведочных работ в отложениях васюганской свиты келловей-оксфордского возраста Средневасюганского мегавала юго-восточной части Западной Сибири. На первом этапе (до 1989 г.) на рассматриваемой территории был выделен ряд структурно-литологических ловушек в нефтеперспективном верхнеоксфордском пласте Ю1/1 на основе сейсмогеологического анализа, данных бурения и волновой характеристики временного интервала сейсмических горизонтов IIa-Ib, отражающего строение васюганской свиты. Последующее поисково-разведочное бурение осуществлялось только в пределах уже ранее открытых месторождений с целью их подготовки к промышленному освоению. В рамках второго этапа, на основе новых сейсмических исследований, перспективная зона нефтегазоносности, связанная с ловушками структурно-литологического типа, была расширена. При этом критерии прогноза зоны развития пласта Ю1/1 были обоснованы двухмерным сейсмогеологическим моделированием. Это позволило сопоставить и объединить результаты сейсмогеологической интерпретации, выполненной на первом и втором этапах. Кроме того, анализ результатов глубокого бурения, реализованного при доразведке месторождений, показал достоверность ряда прогнозных зон нефтегазоносности, выделенных на первом этапе, что предполагает целенаправленное проведение бурения в пределах выделенных неантиклинальных поисковых объектов. С учётом развитой инфраструктуры нефтедобычи рассматриваемой территории их освоение значительно повысит её углеводородный потенциал.

Объект: терригенные отложения келловей-оксфорда васюганской свиты в пределах западного склона Средневасюганского мегавала.

Метод: двухмерное сейсмогеологическое моделирование при оценке критериев прогноза зоны развития продуктивного пласта Ю1/1 по данным сейсморазведки.

Результаты. Определены критерии прогноза зоны развития пласта Ю1/1 на основе проведённого двухмерного сейсмогеологического моделирования. Выявлены новые неантиклинальные нефтеперспективные объекты. По результатам бурения подтверждена продуктивность ряда ранее выделенных нефтеперспективных участков. Оценены перспективы заполнения выделяемых структурно-литологических объектов углеводородами на основе анализа величины генерационного потенциала углеводородов баженовской свиты в пределах зоны развития пласта Ю1/1.

Ключевые слова:

васюганская свита, двухмерное сейсмогеологическое моделирование, структурно-литологическая ловушка углеводородов, сейсмический разрез, генерационный потенциал углеводородов баженовской свиты.

Введение

В основу статьи положены результаты сейсмогеологических исследований 1989 г., направленные на прогноз ловушек неантиклинального типа (НАЛ) в отложениях келловей-оксфорда западного склона Средневасюганского мегавала [1]. Последующие полевые сейсмические работы, проводимые на рассматриваемом участке, позволяют дополнить ранее выполненный прогноз развития структурно-литологических ловушек, обосновав критерии их картирования двухмерным сейсмогеологическим моделированием, а проведённое после 1989 г. поисково-разведочное бурение в пределах анализируемого участка представляет возможность оценить достоверность ранее выполненного прогноза.

Геологическое строение и нефтегазоносность объекта исследования

Отложения келловей-оксфорда васюганской свиты являются основным продуктивным горизонтом юго-восточной части Западной Сибири [2–5].

В пределах западного склона Средневасюганского мегавала этот осадочный комплекс представлен отложениями надугольной, межугольной, подугольной толщ горизонта Ю1 и нижневасюганской подсвиты, входящих в состав васюганской свиты [6].

Нижневасюганская подсвита, формирование которой проходило в условиях морского мелководья, представлена переслаиванием алевролитов и аргиллитов. Толщина подсвиты составляет 10–15 м.

Подугольную толщу составляют выдержанные по площади регрессивные прибрежно-морские песчаники (пласт Ю1/4) толщиной 10–20 м.

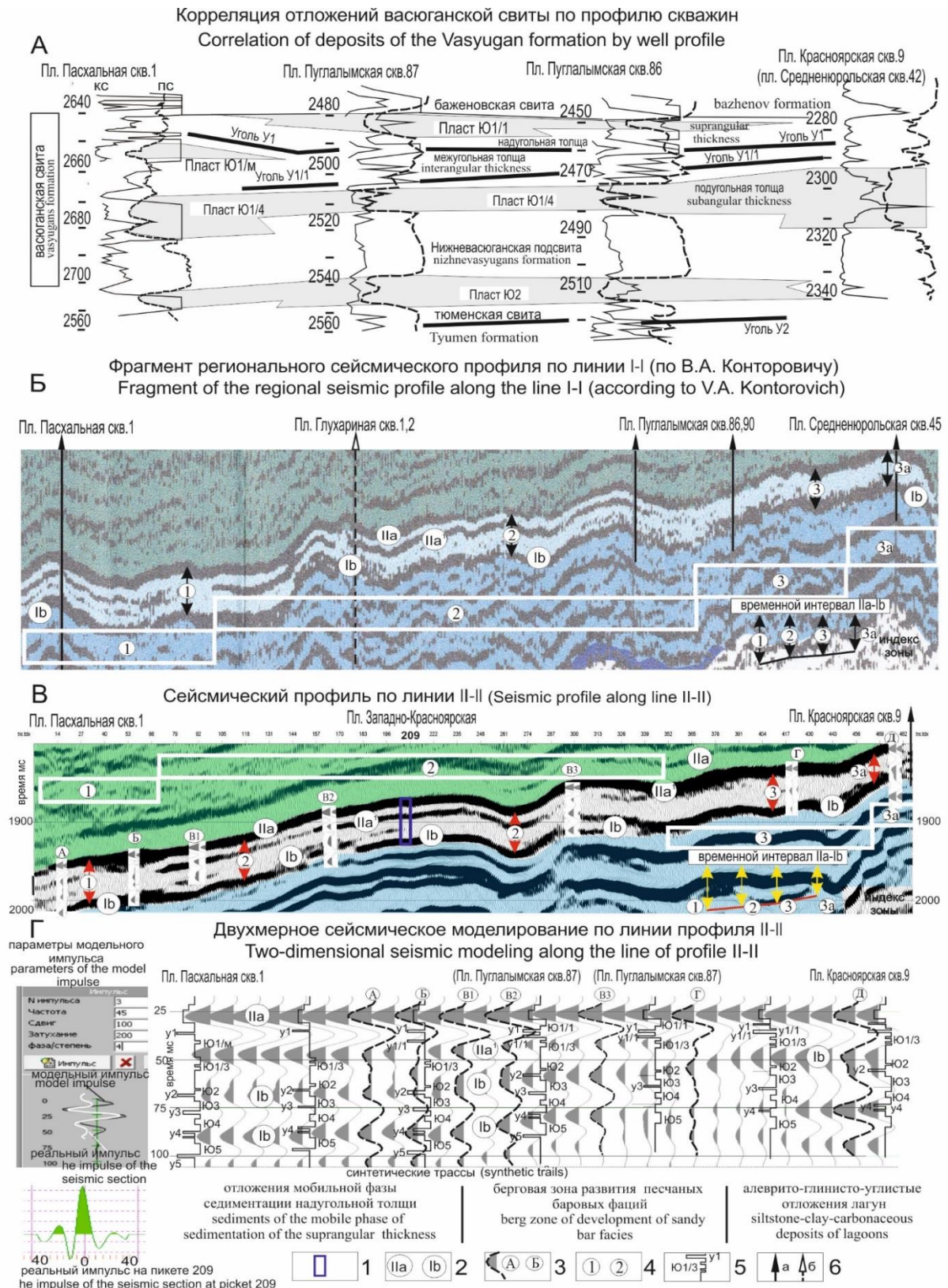


Рис. 1. Сейсмогеологический прогноз развития пласта Ю1/1 васюганской свиты: 1 – интервал расчёта реального импульса сейсмотрасс; 2 – индекс сейсмического отражающего горизонта; 3 – участки сопоставления реальных и модельных сейсмотрасс; 4 – индекс фациальной зоны надугольной толщи; 5 – скоростная модель разреза с указанием угольных и песчаных пластов; 6 – скважины пробуренные до (а) и после (б) 1989 г.

Fig. 1. Seismogeological forecast of the development of the Yu1/1 formation of the Vasyugan formation: 1 – interval for calculating the real pulse of seismic tracks; 2 – index of the seismic reflecting horizon; 3 – areas of comparison of real and model seismic routes; 4 – index of the facies zone of the suprangular thickness; 5 – speed model of the section with indication of coal and sand layers; 6 – wells drilled before (a) and after (b) 1989

Формирование междугольной толщи континентального генезиса связано с регрессивно-трансгрессивным этапом развития осадочного бассейна. Наблюдаемая литологическая неоднородность отложений обусловлена присутствием как русловых (пласт Ю1/м), так и пойменных фаций, а границы её кровли и подошвы выделяются по наличию в разрезе параллельных угольных пластов У1 и У1/1. В зависимости от гипсометрического положения васюганской свиты отмечается увеличение мощности континентальных отложений в западном направлении от первых единиц (пл. Красноярская скв. 9) до первых десятков (пл. Пасхальская скв. 1) метров (рис. 1, А).

Надугольная толща формировалась в период начальной фазы оксфорд-волжской трансгрессии, в результате которой в пределах рассматриваемой территории в направлении с запада на восток получили развитие алеврито-глинистые осадки мобильной фазы седиментации, баровая зона развития песчаных баровых фаций пласта Ю1/1 и алеврито-глинисто-углистые отложения лагуны (рис. 2).

При мощности надугольной толщи 10–15 м в зоне развития баров, где песчаный пласт Ю1/1 составляет 5–10 м, отмечается её уменьшение до 5–8 м в западном и восточном направлении.

Отложения васюганской свиты перекрываются битуминозными аргиллитами баженской свиты кимирдж-волжского возраста мощностью 8–12 м, которые являются основным генератором углеводородов для подстилающих их песчаников пласта Ю1/1.

Васюганская свита залегает на континентальных угленосных отложениях тюменской свиты, в кровельной части которой выделяется базальный песчаный пласт Ю2.

Детальная литологическая и каротажная характеристика анализируемых толщ и фациальных зон васюганской свиты, в соответствии с которой прогноз развития пласта Ю1/1 базировался на визуальном сопоставлении особенностей сейсмической записи временного интервала Па-Іб (рис. 1, Б) и данных бурения глубоких скважин, характеризующих особенности строения васюганской свиты (рис. 1, А), приведены в работе [1]. В качестве критерия сейсмогеологического прогноза коллектора надугольной толщи было принято наличие самостоятельной фазы Па1 в пределах временного интервала Па-Іб (рис. 1, Б). По этому критерию в пределах центральной и южной части изучаемого района выполнено картирование зоны развития пласта Ю1/1 с выделением нефтеперспективных объектов структурного и неантиклинального типа (рис. 2, А).

Характеризуя нефтегазоносность южной и центральной части рассматриваемой территории, где перспективы поиска неантиклинальных ловушек были определены ранее, следует отметить, что из четырёх открытых на это время месторождений (Колотушное, Ключевское, Средненюрольское и Пуглалымское) залежи нефти в пласте Ю1/1 были выявлены на Колотушной и Пуглалымской площади, а в пласте Ю1/4 – на Ключевской и Средненюрольской структурах.

Учитывая, что первичная миграция углеводородов из баженской свиты осуществляется в пласт Ю1/1, продуктивность пласта Ю1/4 можно рассматривать как результат перетока углеводородов из залежей надугольной толщи в подугольную по литологическим окнам, существующим в междугольной пачке [7]. Вследствие этого залежь нефти пласта Ю1/4 Средненюрольской площади можно рассматривать как результат перетока углеводородов из пласта Ю1/1 Пуглалымского месторождения.

Наличие залежи нефти в подугольной толще Ключевской структуры предполагает возможное скопление углеводородов в надугольной пачке на её северной периклинали, а промышленная нефтеносность пласта Ю1/4 Среднеасиоанской площади может свидетельствовать о формировании залежи нефти пласта Ю1/1 в пределах Западно-Красноярской структуры (рис. 2, А).

Сейсмогеологические предпосылки выделения структурно-литологических ловушек и оценка их продуктивности

В результате дальнейшего проведения поисково-разведочных работ в пределах открытых месторождений и нефтеперспективных структур получены следующие результаты (рис. 2, А).

На Западно-Ключевской структуре в скважине 73, пробуренной на оконтуривающей изогипсе рассматриваемого поднятия, получены промышленные притоки нефти из пласта Ю1/1 толщиной 4 м, дебитом 15,8 м³/сут.

Учитывая местоположение ранее пробуренных скважин 67 и 68, в которых были отмечены непромышленные притоки нефти, вновь открытая залежь относится к типу структурно-литологических.

Бурением в 1992 г. скважин 1 и 2 в пределах Глухаринного поднятия выявлена промышленная залежь нефти в пласте Ю1/1 мощностью 5 м.

На Южно-Ельцовской площади пробурены скважины 1 и 2, где отложения надугольной толщи представлены мелкозернистыми глинистыми нефтенасыщенными песчаниками, при испытании которых притока не получено. Учитывая, что скважины расположены в пределах зоны замещения продуктивного коллектора за пределами оконтуривающей изогипсы Южно-Ельцовского поднятия, нефтеперспективная область может быть локализована в центральной приподнятой части рассматриваемой структуры.

В результате доразведки Колотушного поднятия скважины 273, 274, 272, 270 вскрыли зону отсутствия коллектора Ю1/1, скважины 277 и 266 – нефтеносную зону пласта, а скважина 269 – его водонефтяную часть. Различие гипсометрических отметок интервалов испытания в скважине 269 (а.о. –2477 м) и 277 (а.о. –2504 м) свидетельствует о наличии в пределах Колотушного поднятия ряда заливообразных структурно-литологических залежей углеводородов с разными отметками водонефтяных контактов, обусловленных конфигурацией прогнозной линии выклинивания коллектора (рис. 2, А).

В то же время безводные притоки нефти из пласта Ю1/1 в скважине 73 Западно-Ключевской и в скважине 277 Колотушного поднятий, полученные, соот-

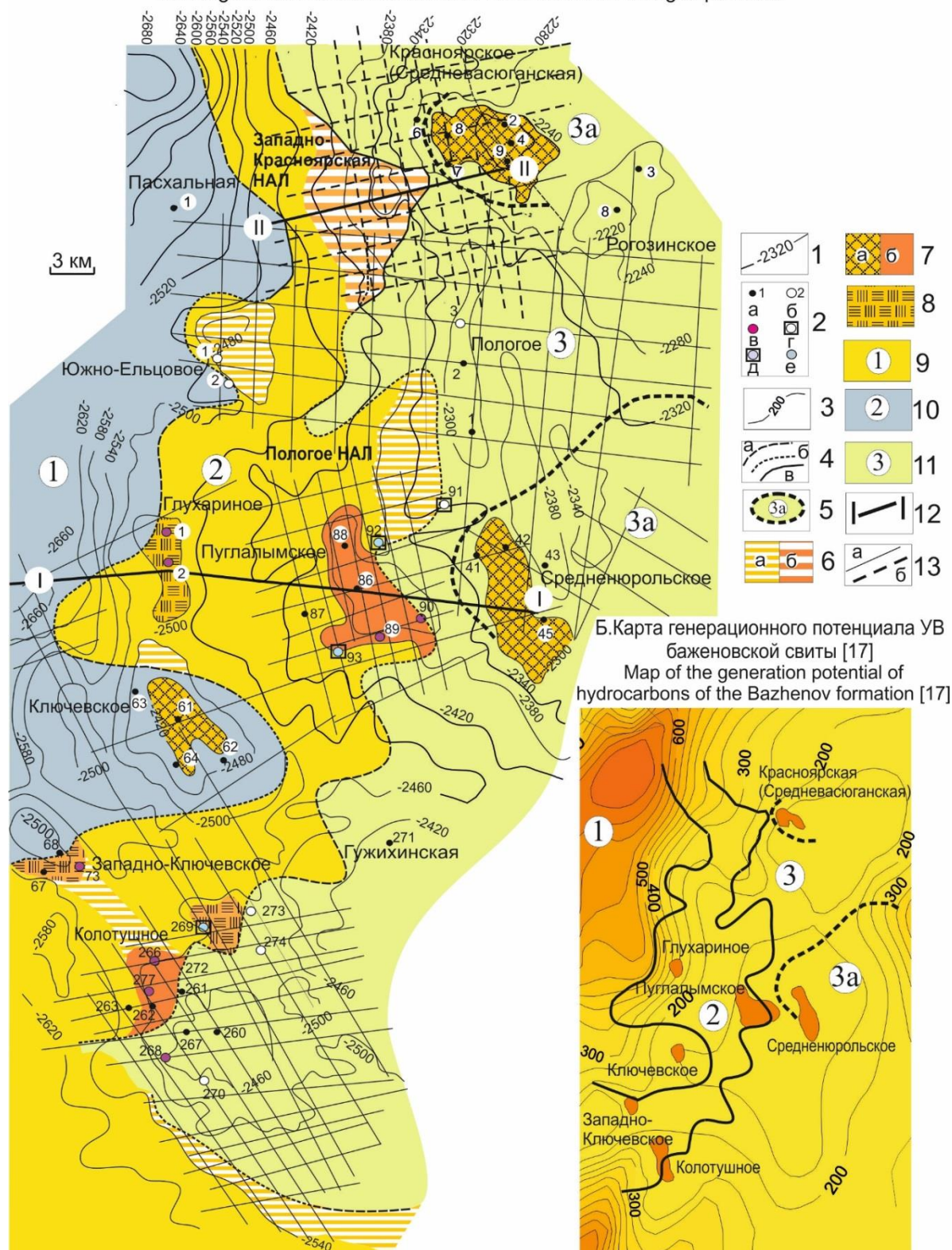
ветственно, на абсолютных отметках –2494 и –2500,4 м, предполагают возможное объединение залежей углеводородов рассматриваемых структур.

При доразведке залежи нефти в пласте Ю1/1 на Пуглалымской структуре пробурено четыре скважины. Скважины 89, 90 подтвердили наличие залежи

углеводородов. В скважине 93 из интервала абсолютных отметок –2369–2378 м получен водонефтяной приток, а в скважине 92 при испытании пласта Ю1/1 в процессе бурения интервала 2475–2490 м (а.о. – 2379–2394 м) отмечена плёнка нефти и вода дебитом 0,4 м³/сут.

А. Литолого-фациальная схема с элементами нефтегазоносности

Lithological and facies scheme with elements of oil and gas potential



С учётом местоположения скважины 92 она, возможно, вскрыла водонефтяной контакт прогнозной неантиклинальной залежи нефти (Пологая НАЛ) на 16 м ниже, чем он определён в скважине 93 на Пуглалымском месторождении. В скважине 91, пробуренной в зоне выклинивания продуктивного пласта выделенной неантиклинальной ловушки, при испытании пласта Ю1/1 в колонне получена плёнка нефти и глинистый раствор.

Сейсмические работы, проведённые в северной части рассматриваемой территории, позволили дополнить перспективы её прогноза на поиск ловушек углеводородов структурно-литологического типа. В геологоразведочной практике территориальный прогноз развития коллектора и оценка его нефтегазоносности осуществляется на основе интерпретации атрибутивного анализа данных сейсморазведки. Наиболее распространёнными являются спектральная декомпозиция [8–10], инверсионный анализ [11], когерентность [12], мгновенная частота [13], амплитудно-фазовый анализ [14–16] и другие.

Однако любой атрибутивный анализ не учитывает факт интерференции исходной сейсмической записи, искажающей информацию об анализируемом целевом объекте, вследствие чего пространственная достоверность его прогноза снижается.

В то же время изучение влияния литологической неоднородности вмещающих толщ на информативность целевого объекта в волновом поле сейсмической записи при двухмерном сейсмогеологическом моделировании позволяет корректировать исходную сейсмическую запись с целью исключения или снижения нежелательного фактора интерференции. Получаемая при этом информация в качестве карт разностных параметров может являться основой для последующего её использования в атрибутивном анализе.

С целью более углубленного изучения особенностей формирования волновой картины анализируе-

мых сейсмических разрезов в условиях тонкослоистой литологической неоднородности строения васюганской свиты было выполнено двухмерное сейсмогеологическое моделирование (рис. 1, Г), результаты которого широко используются при геологической интерпретации данных сейсморазведки [17–19].

Моделирование учитывало: 1 – выделение реального сейсмического импульса из продуктивного интервала временного разреза с использованием программного продукта полевой обработки сейсмической информации (SPS-PC); 2 – генерацию модельного импульса, подобного реально выделенному, в программе двухмерного сейсмогеологического моделирования; 3 – формирование тонкослоистой скоростной модели по скважинам корреляционного профиля с дополнением возможной литологической неоднородности континентальных угленосных отложений тюменской свиты; 4 – сопоставление синтетических трасс модельного разреза (рис. 1, Г) с сейсмическими трассами реального разреза (рис. 1, В); 5 – оценку критериев выделения зоны развития пласта Ю1/1 надугольной толщи в сейсмической записи.

При построении скоростной модели для литологических разностей, слагающих баженовскую, васюганскую и тюменскую свиты, были приняты следующие значения пластовых скоростей, основанные на усредненных значениях этих параметров по данным акустического каротажа в скважинах, пробуренных в пределах юго-восточной части ЗСП: угольные пласты – 2,5–3 км/с, аргиллиты баженовской свиты – 3–3,5 км/с, переслаивание аргиллитов и алевролитов – 4 км/с, алевролиты – 4,2 км/с, песчаники – 4,5 км/с.

Как следует из литературных источников [20–23], анализ особенностей строения васюганской свиты рассматривают в пределах волнового пакета отражающих горизонтов IIa–Ib.

Рис. 2. Перспективы нефтегазоносности надугольной толщи васюганской свиты западного склона Среднеvasюганского мегавала: 1 – сейсмоизогипсы отражающего горизонта IIa (подшва баженовской свиты); 2 – скважины: а) пробуренные до 1989 г.; б) пробуренные после 1989 г., не давшие притока флюида; в) давшие нефть; г) плёнку нефти; д) нефть и воду; е) воду; 3 – генерационный потенциал УВ баженовской свиты (тыс. т/км²); 4 – линии выклинивания коллектора предполагаемые (а), по результатам интерпретации данных сейсморазведки до 1989 г. (б) и после (в); 5 – зона частичного размыва надугольной толщи; 6 – нефтеперспективные неантиклинальные ловушки УВ в пласте Ю1/1, прогнозируемые до 1989 г. (а) и после (б); 7 – залежи нефти, открытые до 1989 г. в пласте Ю1/3 (а) и Ю1/1 (б); 8 – залежи нефти, открытые в пласте Ю1/1 после 1989 г.; 9 – прогнозная зона развития пласта Ю1/1; 10 – зона отложений мобильной фазы седиментации; 11 – зона формирования лагуны; 12 – интерпретируемые сейсмические разрезы; 13 – сейсмические профили, выполненные до 1989 г. (а) и после (б)

Fig. 2. Prospects of oil and gas potential of the supranangular stratum of the Vasyugan formation of the western slope of the Srednevasyugan megaswell: 1 – seismoisohypses of the reflecting horizon IIa (the sole of the Bazhenov formation); 2 – wells: a) drilled before 1989; b) drilled after 1989 that did not give an influx of fluid; c) gave oil; d) film of oil; e) oil and water; e) water; 3 – generation potential of the Bazhenov formation (thousand tons/km²); 4 – line of disappearance of the collector is assumed (a), according to the interpretation of seismic survey data before 1989 (b) and after (c); 5 – zone of partial erosion of the supranangular thickness; 6 – oil-prospective non-anticlinal traps of hydrocarbons in the U1/1 formation predicted before 1989 (a) and after (b); 7 – oil deposits discovered before 1989 in the reservoir Y1/3 (a) and Y1/1 (b); 8 – oil deposits discovered in the reservoir Y1/1 after 1989; 9 – collector forecast zone Y1/1; 10 – sediment zone of the mobile sedimentation phase; 11 – lagoon formation zone; 12 – interpreted seismic sections; 13 – seismic profiles made before 1989 (a) and after (b)

Региональный сейсмический горизонт Па формируется низкоскоростной пачкой аргиллитов баженовской свиты, а горизонт Ib – особенностями строения кровли тюменской свиты, литологическая неоднородность которой отражается в сложном фазовом строении рассматриваемого отражающего горизонта. Обусловлено это фрагментарным проявлением в разрезе и по площади угольных пластов и песчаников русловых фаций, в результате чего формирование высокоамплитудного горизонта Ib может происходить на различных стратиграфических уровнях осадочного разреза (рис. 1, Г, синтетические трассы Б, Г, Д). Проведённое сопоставление особенностей строения реального и модельного (синтетические трассы А–Д) разрезов волнового пакета Па–Ib в пределах выделяемых фациальных зон показало высокую степень их подобия, что позволяет использовать результаты моделирования для выработки критериев сейсмогеологического прогноза зоны развития пласта Ю1/1.

Рассматривая особенности строения реального и модельного сейсмических разрезов, следует отметить, что в условиях волновой неоднородности формирования отражающего горизонта Ib отмечается общее увеличение временного интервала Па–Ib с востока на запад (рис. 1, Б, Г). Согласно моделированию это может быть связано с увеличением толщины межугольной пачки в рассматриваемом направлении, что подтверждается результатами бурения скв. 1 в пределах Пасхальной структуры (рис. 1, А).

Для восточной части территории (Красноярская площадь), где отмечается сокращение надугольной толщи и замещение коллектора Ю1/1 отложениями лагунных фаций, свойственно уменьшение и отсутствие явно выраженных фазовых осложнений временного интервала волнового пакета Па–Ib (синтетические трассы Г и Д). В зоне развития баровых песчаников формируется устойчивая хорошо выраженная отрицательная фаза Па1 (синтетические трассы В1–В3), которая отсутствует в зоне перехода баровых песчаников и отложений мобильной фазы седиментации (синтетическая трасса Б). Далее, в западном направлении, временной интервал Па–Ib осложняется двумя отрицательными фазами (синтетическая трасса А), что, вероятно, обусловлено увеличением толщины межугольной пачки и отсутствием в разрезе угольного пласта У1/1.

Следует отметить, что при формировании волнового пакета Па–Ib амплитудная характеристика отрицательной фазы Па1, характеризующая наличие пласта Ю1/1, в большей степени зависит от особенностей строения градиентов акустической жёсткости и толщины верхнеюрского разреза (рис. 1, Г, синтетические трассы В1 и В3). В результате этого количественный прогноз мощности коллектора по значениям амплитуды фазы Па1 не представляется возможным.

Наблюдается хорошее сопоставление волновых пакетов временного интервала Па–Ib модельного и реального разрезов (синтетические и реальные трассы А–Д), что может свидетельствовать о правильном подборе градиентов скоростной неоднородности в объёме васюганской свиты. В то же время различия в амплитудах выделяемых фаз можно связывать с

недоучётом скоростных характеристик литологических разностей верхнеюрского разреза.

В целом отмечается тождественность волновой записи временного интервала Па–Ib для сейсмической съёмки разных лет проведения (рис. 1, Б, В). Это позволяет объединить результаты их сейсмогеологической интерпретации (рис. 2, А).

По результатам интерпретации данных сейсморазведки, проведённой после 1989 г., на предмет прогноза зоны развития пласта Ю1/1 в северной части рассматриваемой территории выделяется структурно-литологическая ловушка с нефтеперспективной площадью порядка 45 км² (Западно-Красноярская НАЛ), в пределах которой расположена Западно-Красноярская структура.

Перспективы нефтегазоносности выделяемых в пределах рассматриваемой территории структурно-литологических ловушек можно проанализировать с позиции генерационной возможности УВ баженовской свиты в зоне развития коллектора Ю1/1 [24, 25].

Генерационный потенциал анализируемого участка (рис. 2, Б) рассмотрен в статье [26], где его расчёт проведён на основе анализа толщин баженовской свиты [27], содержания в её составе органического углерода [28] и прогнозируемого коэффициента генерации УВ [29]. Как следует из рисунка, зона развития пласта Ю1/1 характеризуется высокими перспективами углеводородного заполнения выделяемых структурно-литологических ловушек.

С учётом структурного плана по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) Пологая НАЛ и Южно-Ельцовое поднятие расположены в зоне генерационного потенциала УВ 400–150 тыс. т/км², а Западно-Красноярская НАЛ – в диапазоне 600–250 тыс. т/км².

Выводы

1. Двухмерное сейсмогеологическое моделирование особенностей строения отложений васюганской свиты позволило определить критерии прогноза нефтеперспективного пласта Ю1/1 по данным сейсморазведки.
2. На базе полученных критериев выделена структурно-литологическая ловушка (Западно-Красноярская НАЛ) в северной части рассматриваемой территории площадью 45 км².
3. Двухмерное сейсмогеологическое моделирование показало правильность ранее сделанного сейсмогеологического прогноза развития пласта Ю1/1 в центральной и южной частях изучаемого района с выделением нефтеперспективных структурных и неантиклинальных поисковых объектов.
4. Анализ проведённого бурения подтвердил продуктивность ранее выделенных антиклинальных и структурно-литологических объектов, что позволяет проводить дальнейшие поисковые работы на фоне рассматриваемых нефтеперспективных ловушек.
5. Высокие перспективы заполнения выделяемых структурно-литологических объектов углеводородами подтверждаются значительными величинами генерационного потенциала УВ баженовской свиты в пределах зоны развития пласта Ю1/1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Перспективы поиска ловушек неантиклинального типа в отложениях верхней юры Среднеасиоанского мегавала // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С. 107–115.
2. Лебедева И.А., Карих Т.М., Кудаманов А.И. Условия формирования суперколлекторов пластов горизонта Ю1 васюганской свиты (Западная Сибирь) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 4. – С. 14–34.
3. Критерии поисков залежей нефти и газа неантиклинального типа в западной части Томской области / В.Б. Белозеров, В.И. Биджаков, Е.Е. Даненберг и др. // Перспективы нефтегазоносности юго-востока западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 101–110.
4. Закономерности состава и строения коллекторов Ю₁ в Широтном Приобье и его ближнем окружении (Западная Сибирь) / В.П. Алексеев, О.С. Чернова, Э.О. Амон, Р.А. Валеев, С.А. Лац, Е.А. Щергина // Литосфера. – 2014. – № 3. – С. 51–69.
5. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
6. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском залежей нефти в ловушках неантиклинального типа // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 92–101.
7. Хромовских А.Ю. Основные механизмы и факторы формирования верхнеюрских залежей углеводородов Каймысовского свода (Томская область) // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 28–32.
8. Othmana A.A.A., Fathya M., Maherb A. Use of spectral decomposition technique for delineation of channels at Solar gas discovery, offshore West Nile Delta, Egypt // Egyptian Journal of Petroleum. – 2016. – № 25. – P. 45–51.
9. Rodriguez J.M. Spectral decomposition and inversion: case study of a production area in the Cook Inlet basin Alaska, USA. A Thesis. – Faculty of the Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Houston. – 2009. – 89 p.
10. Johann P., Ragagnin G., Spínola M. Spectral decomposition reveals geological hidden features in the amplitude maps from a deep water reservoir in the Campos Basin, Technical Program Expanded Abstracts: Society of Exploration Geophysicists // SEG. – 2003. – P. 1740–1743.
11. Chopra S., Pickford S. Integrating Coherence Cube imaging and seismic attributes // SEG. – 2001. – V. 26. – № 10. – P. 20–22.
12. Shtivelman V., Land E., Gelchinsky B. Phase and group time section and possibilities for their use in seismic interpretation of complex media // Geophysical Prospecting. – 1986. – V. 34. – № 4. – P. 508–536.
13. Seismic attribute benchmarking on instantaneous frequency / L. Xing, V. Aarre, A.E. Barnes, T. Theoharis, N. Salman, E. Tjaland // GEOPHYSICS. – 2019. – V. 84. – № 3. – P. 63–75.
14. Unyithya J.M., Ehirim C.N., Dagogo T. Seismic amplitudes and spectral attribute analysis in reservoir characterisation, 'MUN' onshore Niger delta field // Petrol Explor Prod Technol. – 2020. – № 10. – P. 2257–2267.
15. Kidney R.L., Silver R.S., Hussein H.A. 3-D seismic mapping and amplitude analysis: a Gulf of Mexico case history // Energy Exploration & Exploitation. – 1992. – V. 10. – № 4/5. – P. 259–280.
16. Li S., Rao Y. Seismic low-frequency amplitude analysis for identifying gas reservoirs within thinly layered media // Journal of Geophysics and Engineering. – 2020. – V. 17. – № 1. – P. 175–188.
17. Improving the accuracy of geological model by using seismic forward and inverse techniques / H. Yong, Y. Xinghe, L. Shengli, C. Gongyang, Z. Yanli, G. Zhaopu // Petroleum Exploration and Development. – 2014. – V. 41. – № 2. – P. 208–216.
18. Seismic-driven geocellular modeling of fluvial meander-belt reservoirs using a rule-based method / L. Colomera, N. Yan, T. McCormick-Cox, N.P. Mountney // Marine and Petroleum Geology. – 2018. – V. 93. – P. 553–569.
19. Testing scenarios on geological models: Local interface insertion in a 2D mesh and its impact on seismic wave simulation / C. Legentil, J. Pellerin, P. Cupillard, A. Froehly, G. Caumon // Computers & Geosciences. – 2022. – № 59. – P. 105–113.
20. Калинин А.Ю., Конторович В.А., Калинина Л.М. Сейсмогеологические критерии прогноза коллекторов и нефтегазоносность верхнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 43–47.
21. Сейсмогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложнопостроенных ловушек нефти и газа в верхней юре центральных и южных районов Западной Сибири (горизонт Ю₁ васюганской свиты) / В.А. Конторович, С.А. Бердникова, Л.М. Калинина, А.А. Поляков // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 1. – С. 79–90.
22. Конторович В.А. Моделирование волновых полей для решения задачи прогнозирования верхнеюрского разреза юга Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 9–22.
23. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская Е.Г. Выявление структурно-литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 39–46.
24. Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М.: ГЕОС, 2017. – 247 с.
25. Гладков Е.А. О перспективности добычи нефти из баженовской свиты в юго-восточной части Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 35–39.
26. Belozarov V.B., Baranov V.E., Dmitriev A.Y. Petroleum generation potential of bituminous mudstones in Tomsk region Bazhen Suite (Western Siberia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – № 24. – C. 1–6.
27. Belozarov V.B., Baranov V.E., Dmitriev A.Y. Development prospects for Bazhenov formation bituminous claystones in the southeast of the West Siberian Plate (Tomsk Region) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – № 24. – C. 1–10.
28. Конторович В.А. Генерационный потенциал волжских отложений юго-востока Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2001. – № 1. – С. 26–32.
29. Условия формирования и методы поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф.Г. Гурари, Э.Я. Вайц, В.Н. Меленевский и др. – М.: Недра, 1988. – 99 с.

Поступила: 20.04.2023 г.

Прошла рецензирование: 23.06.2023 г.

Информация об авторах

Белозёров В.Б., доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

UDC 553.982.23

STRUCTURAL AND LITHOLOGICAL TRAPS OF OIL AND GAS IN THE UPPER JURASSIC SEDIMENTS OF THE SREDNEVASYUGANSKY MEGASWELL

Vladimir B. Belozеров,
BelozеровVB@hw.tpu.ru

National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. Industrial development of oil and gas-bearing territories, on the one hand, forms a developed oil production infrastructure, and on the other, depletes its oil and gas potential, as a result of which, after a certain period of time, the created infrastructure becomes unclaimed. For its effective use, it is necessary to constantly increase the mineral resource base of the territory. As a rule, at the first stage of prospecting and exploration, deposits of hydrocarbons of a structural type are identified and, as the geological and geophysical knowledge of the territory increases, the transition to the search for hydrocarbon deposits in complex traps is carried out. Preparation of structural and lithological search objects may also include several stages, depending on the detail of the study of the territory by seismic data. An example of such an approach is the sequence of prospecting and exploration work in the sediments of the Vasyugan formation of the Kellway-Oxford age of the Srednevasyugansky megaswell in the southeastern part of Western Siberia. At the first stage (until 1989), a number of structural and lithological traps were identified in the oil-prospective Upper Oxfordian reservoir Yu1/1 on the basis of seismogeological analysis of drilling data and wave characteristics of the time interval of seismic horizons Ila-lb, reflecting the structure of the Vasyugan formation. Subsequent exploratory drilling was carried out only within the previously discovered fields in order to prepare them for industrial development. As part of the second stage, on the basis of new seismic studies, the promising oil and gas zone associated with traps of structural-lithological type was expanded. At the same time, the criteria for predicting the development zone of the reservoir Y1/1 were justified by two-dimensional seismogeological modeling. This made it possible to compare and combine the results of the seismogeological interpretation performed at the first and second stages. In addition, the analysis of the results of deep drilling carried out during the additional exploration of fields showed the reliability of a number of forecast oil and gas zones allocated at the first stage, which implies purposeful drilling within the allocated non-anticlinal search facilities. Taking into account the developed oil production infrastructure of the territory under consideration, their development will significantly increase its hydrocarbon potential.

The object is the terrigenous deposits of the Kellway-Oxford of the Vasyuga formation within the eastern slope of the Srednevasyugansky megaswell.

The method is two-dimensional seismogeological modeling when evaluating the forecast criteria for the development zone of the productive reservoir Yu1/1 according to seismic data.

Results. The criteria for predicting the development zone of the Yu1/1 formation are determined on the basis of two-dimensional seismogeological modeling. New non-anticline oil-prospective facilities were prepared. According to the drilling results, the productivity of a number of previously allocated oil-prospective sites was confirmed. The prospects of filling the allocated structural and lithological objects with coal-bearing plants are estimated based on the analysis of the value of the generation potential of the Bazhenov formation within the development zone of the Yu1/1 formation.

Key words:

Vasyugan formation, two-dimensional seismogeological modeling, structural and lithological trap of hydrocarbons, seismic section, generation potential of hydrocarbons of the Bazhenov formation.

REFERENCES

1. Belozеров V.B., Brylina N.A., Danenberg E.E. Perspektivy poiska lovushkek neantiklinalnogo tipa v otlozheniyakh verkhney yury Srednevasyuganskogo megavala [Prospects for the search for traps of non-anticlinal type in Upper Jurassic sediments of the Srednevasyugansky megaval]. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geological structure and oil and gas potential of the south-east of Western Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1989. pp. 107–115.
2. Lebedeva I.A., Karikh T.M., Kudamanov A.I. Conditions for the formation of supercollectors of the layers of the Yu1 horizon of the Vasyugan formation (Western Siberia). *Oil and gas geology*, 2021, vol. 16, no. 4, pp. 14–34. In Rus.
3. Belozеров V.B., Bijakov V.I., Danenberg E.E. Kriterii poiskov zalezhey nefi i gaza neantiklinalnogo tipa v zapadnoy chasti Tomskoy oblasti [Criteria for searching for oil and gas deposits of non-anticline type in the western part of the Tomsk region]. *Perspektivy neftegazonosnosti yugo-vostoka zapadnoy Sibiri* [Prospects of oil and gas potential of the south-east of Western Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1980. pp. 101–110.
4. Alekseev V.P., Chernova O.S., Amon E.O., Valeev R.A., Lats S.A., Shcherbina E.A. Zakonomernosti sostava i stroeniya kollektorov Yu1 v Shirotnom Pribye i ego blizhnem okruzhenii (Zapadnaya Sibir) [Regularities of the composition and structure of the reservoirs of U1 in the Latitudinal Ob and its near environment (Western Siberia)]. *Lithosphere*, 2014, no. 3, pp. 51–69.
5. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Hervier Yu.G. *Geologiya nefi i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas of Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 680 p.
6. Belozеров V.B., Danenberg E.E., Ogarkov A.M. Osobennosti stroeniya vasyuganskoy svity v svyazi s poiskom zalezhey nefi v lovushkakh neantiklinalnogo tipa [Features of the structure of the Vasyugan formation in connection with the search for oil deposits in traps of non-anticline type]. *Perspektivy neftegazonosnosti yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Prospects of oil and gas potential of the South-east of Western Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1980. pp. 92–101.
7. Khromovskikh A.Yu. The main mechanisms and factors of formation of the Upper Jurassic hydrocarbon deposits of the Kaimyovsky arch (Tomsk region). *Oil economy*, 2013, no. 1, pp. 28–32. In Rus.
8. Othmana A.A.A., Fathya M., Maherb A. Use of spectral decomposition technique for delineation of channels at Solar gas discovery, offshore West Nile Delta, Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2016, no. 25, pp. 45–51.
9. Rodriguez J.M. Spectral decomposition and inversion: case study of a production area in the cook inlet basin Alaska, USA, Houston. *Faculty of the Department of Earth and Atmospheric Sciences University*, 2009, 89 p.

10. Johann P., Ragagnin G., Spínola M. Spectral decomposition reveals geological hidden features in the amplitude maps from a deep water reservoir in the campos basin. Technical Program Expanded Abstracts: Society of Exploration Geophysicist. *SEG*, 2003, pp. 1740–1743.
11. Chopra S., Pickford S. Integrating coherence cube imaging and seismic attributes. *SEG*, 2001, vol. 26, no. 10, pp. 20–22.
12. Shtivelman V., Land E., Gelchinsky B. Phase and group time section and possibilities for their use in seismic interpretation of complex media. *Geophysical Prospecting*, 1986, vol. 34, no. 4, pp. 508–536.
13. Xing L., Aarre V., Barnes A.E., Theoharis T., Salman N., Tjaland E. Seismic attribute benchmarking on instantaneous frequency. *GEOPHYSICS*, 2019, vol. 84, no. 3, pp. 63–75.
14. Unyithya J.M., Ehirim C.N., Dagogo T. Seismic amplitudes and spectral attribute analysis in reservoir characterisation, ‘MUN’ on-shore Niger delta field. *Petrol Explor Prod Technol*, 2020, no. 10, pp. 2257–2267.
15. Kidney R.L., Silver R.S., Hussein H.A. 3-D seismic mapping and amplitude analysis: A Gulf of Mexico case history. *Energy Exploration & Exploitation*, 1992, vol. 10, no. 4/5, pp. 259–280.
16. Li S., Rao Y. Seismic low-frequency amplitude analysis for identifying gas reservoirs within thinly layered media. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2020, vol. 17, no. 1, pp. 175–188.
17. Yong H., Xinghe Y., Shengli L., Gongyang C., Yanli Z., Zhaopu G. Improving the accuracy of geological model by using seismic forward and inverse techniques. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, vol. 41, no. 2, pp. 208–216.
18. Colombero L., Yan N., McCormick-Cox T., Mountney N.P. Seismic-driven geocellular modeling of fluvial meander-belt reservoirs using a rule-based method. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, vol. 93, pp. 553–569.
19. Legentil C., Pellerin J., Cupillard P., Froehly A., Caumon G. Testing scenarios on geological models: local interface insertion in a 2D mesh and its impact on seismic wave simulation. *Computers & Geosciences*, 2022, no. 59, pp. 105–113.
20. Kalinin A.Yu., Kontorovich V.A., Kalinina L.M. Seismogeological criteria for reservoir prediction and oil and gas potential of Upper Jurassic deposits of the south-east of Western Siberia. *Geology of oil and gas*, 2018, no. 3, pp. 43–47. In Rus.
21. Kalinin A.Yu., Kontorovich V.A., Kalinina L.M. Seismogeological criteria for reservoir prediction and oil and gas potential of Upper Jurassic deposits of the south-east of Western Siberia. *Geology of oil and gas*, 2018, no. 3, pp. 43–47. In Rus.
22. Kontorovich V.A. Modeling of wave fields for solving the forecasting problem of the Upper Jurassic section of the south of Western Siberia. *Geology of oil and gas*, 1992, no. 11, pp. 9–22. In Rus.
23. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Raevskaya E.G. Identification of structural and lithological traps in Jurassic and Lower Cretaceous deposits of Western Siberia based on paleogeographic reconstructions. *Geology of oil and gas*, 2019, no. 3, pp. 39–46. In Rus.
24. Kalmykov G.A., Balushkina N.S. *Model nefenasyskhennosti porovogo prostranstva porod bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri i ee ispolzovanie dlya otsenki resurnogo potentsiala* [A model of oil saturation of the pore space of rocks of the Bazhenov formation of Western Siberia and its use for assessing the resource potential]. Moscow, GEOS Publ., 2017. 247 p.
25. Gladkov E.A. On the prospects of oil production from the Bazhenov formation in the south-eastern part of Western Siberia. *Drilling and oil*, 2016, no. 10, pp. 35–39. In Rus.
26. Belozеров V.B., Baranov V.E., Dmitriev A.Y. Petroleum generation potential of bituminous mudstones in Tomsk region Bazhen Suite (Western Siberia). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, no. 24, pp. 1–6.
27. Belozеров V.B., Baranov V.E., Dmitriev A.Y. Development prospects for Bazhenov formation bituminous clays in the south-east of the West Siberian Plate (Tomsk Region). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, no. 24, pp. 1–10.
28. Kontorovich V.A. Generation potential of the Volga deposits of the south-east of Western Siberia. *Geology of oil and gas*, 2001, no. 1, pp. 26–32. In Rus.
29. Gurari F.G., Weitz E.Ya., Melenevsky V.N. *Usloviya formirovaniya i metody poiskov zalezhey nefi v argillitakh bazhenovskoy svity* [Conditions of formation and methods of searching for oil deposits in mudstones of the Bazhenov formation]. Moscow, Nedra Publ., 1988. 99 p.

Received: 20 April 2023.

Reviewed: 23 June 2023.

Information about the authors

Vladimir B. Belozеров, Dr. Sc., head of the Geology Laboratory, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИЯ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ КАК СОВРЕМЕННЫЙ КОМПЛЕКСНЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Коротков Роман Николаевич¹,
klimatqw@gmail.com

Коновалов Андрей Александрович¹,
a_a_konovlov1995@mail.ru

Овчаренко Диана Маратовна¹,
dmo4@tpu.ru

Ерофеев Владимир Иванович¹,
erofeevvi@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования обусловлена текущей ситуацией, когда недропользователи пытаются извлечь максимальное количество нефти в сжатые сроки, в результате чего преимущественно система разработки составляется некорректно, доля трудноизвлекаемых запасов растёт с каждым годом. Поэтому появляется острая необходимость разработки остаточных запасов из недр, которые зачастую являются трудноизвлекаемыми. Одним из комплексных подходов является термогазохимическое воздействие, которое представляет собой метод обширного влияния на пласт и описывает перспективную технологию среди других существующих методов увеличения нефтеотдачи. В свою очередь, бинарные смеси позволяют повысить нефтеотдачу пластов в среднем на 5–10 %.

Цель: исследование эффективности применения технологии бинарных систем с целью повышения нефтеотдачи пластов, содержащих трудноизвлекаемые запасы углеводородов.

Методы: систематизация классификационных подходов в части трудноизвлекаемых запасов, выделение по критерию эффективности наиболее актуальных методов увеличения нефтеотдачи, анализ Российского и зарубежного опыта применения термогазохимического воздействия, оценка технологической и экономической целесообразности применения бинарных смесей на месторождениях-аналогах.

Результаты. Использование бинарных смесей позволяет увеличивать нефтеотдачу пластов в среднем на 5–10 %. Изучены принципы вытеснения нефти с использованием аммиачной селитры и продукта реакции разложения, воспроизведен анализ опытно-промышленных испытаний как в России, так и за рубежом, изучена текущая проблематика. Также рассмотрены различные месторождения, которые уже доказали положительную динамику потенциала разработки при использовании данной технологии. Представлена предварительная оценка экономической эффективности термогазохимического воздействия при нынешнем состоянии газовой и нефтяной отрасли по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова:

термогазохимическое воздействие, методы увеличения нефтеотдачи пластов, бинарные смеси, аммиачная селитра, трудноизвлекаемые запасы.

Введение

В настоящее время в связи с ухудшением количественных и качественных характеристик ресурсной базы углеводородов актуализируется задача разработки и внедрения технологий по извлечению трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ). Доля таких запасов по оценкам Министерства природных ресурсов РФ достигает отметки в 65 % (рис. 1). Н.Н. Лисовский и Э.М. Халимов одними из первых представили классификацию ТРИЗ [1]. Граничные значения ряда технологических и геологических критериев, а также зависимость степени удаленности от существующих на тот момент центров нефтегазодобычи легли в основу данной классификации.

Сейчас ТРИЗ подразумевают запасы, разработка которых более энергозатратна по сравнению с разработкой классических залежей. С точки зрения геологии, сложность в разработке, а также неблагоприят-

ные условия залегания и физико-химические свойства не позволяют экономически выгодно извлекать ресурсы с текущей налоговой системой [2, 3]. В табл. 1 представлена систематизация различных классификационных подходов к ТРИЗ в части нефти.

В данном исследовании изучены принципы вытеснения нефти с использованием аммиачной селитры и продукта реакции разложения, воспроизведен анализ опытно-промышленных испытаний (ОПИ) как в России, так и за рубежом, изучена текущая проблематика. Также рассмотрены различные месторождения, которые уже доказали положительную динамику потенциала разработки при использовании данной технологии. Представлена предварительная оценка экономической эффективности термогазохимического воздействия (ТГХВС) на трудноизвлекаемые запасы при нынешнем состоянии газовой и нефтяной отрасли по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи пластов [4, 5].

Таблица 1. Систематизация классификационных подходов к ТРИЗ в части нефти

Table 1. Systematization of classification approaches to TRIZ in oil

Группы Groups	Критерии Criteria	Количественные критерии Quantitative criterion		
		Граничные значения Limit values [1]	Налоговый кодекс РФ Tax code of the Russian Federation	Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых 2015 State Commission for Mineral Reserves 2015
Качественные характеристики нефти Oil quality characteristics	Вязкая нефть, в пластовых условиях, спз Viscous oil, in reservoir conditions, sps	>30	>200	>100
Качество коллекторов Collector quality	Низкопроницаемость, мкм ² Low permeability, mcm ²	<0,03	<0,002	<0,004
Наличие подгазовых зон и нефтяных оторочек Presence of sub-gas zones and oil rims				$V_{гш} > 1/3 V_{н}$ $V_{gc} > 1/3 V_o$
Технологическая Technological	Выработанность (истощенность) Proficiency	>0,7 Начальные извлекаемые запасы (НИЗ) Initial recoverable reserves (IRR)	>0,8 НИЗ/IRR	>0,8 НИЗ/IRR



Рис. 1. Соотношение остаточных и извлекаемых запасов нефти на территории РФ

Fig. 1. Ratio of recoverable and residual oil reserves in the Russian Federation

Методы

Пласты-коллекторы с осложненными условиями добычи углеводородного флюида разрабатываются при помощи различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). В основном, МУН определяются по типу рабочих агентов.

Одними из самых эффективных способов разработки месторождений Западной Сибири являются методы гидравлического разрыва пласта (ГРП), забуривание бокового горизонтального ствола (ЗГБС), а также обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) соляной и прочими кислотами. Использование вышеописанных способов ограничивается анизотропией физических свойств пластов-коллекторов и геологическими условиями залегания (табл. 2) [6–8].

Так, вышеперечисленные методы обладают различной степенью возможности увеличения нефтеотдачи пластов (рис. 2) [9–12].

В результате исследования различных технологий по повышению нефтеотдачи пластов, а также приняв

во внимание систематизацию классификационных подходов к ТРИЗ в части нефти (табл. 1), авторы делают вывод о том, что необходимо использование уникальной новой комбинации технологий, а именно термогазохимического воздействия на пласт с применением бинарных смесей (БС) [13].

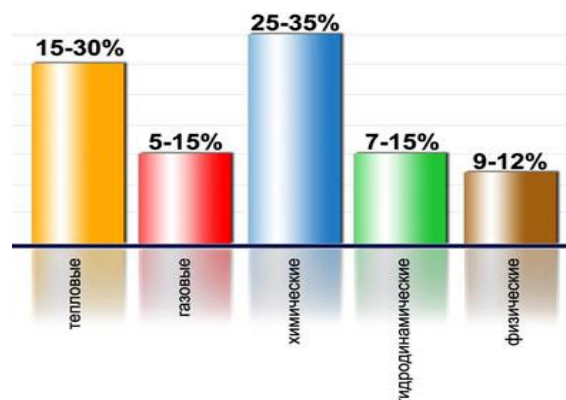


Рис. 2. Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами

Fig. 2. Potential opportunities for increasing oil recovery by various methods

Данные смеси представляют собой водные растворы неорганических солей (ВРНС), в состав которых входит аммиачная или органическая селитра с добавлением инициаторов реакции разложения (в большинстве случаев используется нитрит натрия). В зависимости от геологических условий закачка водных растворов реагентов БС может осуществляться как по индивидуальным каналам, так и по общему с последующим использованием термоизолирующего агента для исключения возможной коррозии погружного оборудования (ПО) [14].

ВРНС активируются в призабойной зоне пласта, и по итогу взаимодействия протекает термогазохимическая реакция, продукты которой проникают в пласт под давлением, создаваемым агрегатом на устье скважины. Рис. 3 демонстрирует схему нагнетания ВРНС в скважину [15].

Таблица 2. Матрица применения наиболее эффективных МУН на территории Западной Сибири

Table 2. Matrix of application of the most effective methods for increasing oil recovery on the territory of Western Siberia

Технология Technology	Тип коллектора Collector type			
	I	II	III	IV
Бурение горизонтальных скважин/ многозабойных скважин Drilling horizontal wells/ multilateral wells	+ Пересечение большого числа трещин Большая зона дренирования Intersection of a large number of cracks Large drainage area			+ Большая зона дренирования Large drainage area
	– Относительно дорого Технически сложно Relatively expensive Technically difficult			
ГРП/Кислотный ГРП Hydraulic fracturing / Acid fracturing	+ Раскрывает имеющиеся трещины Преодоление скин-зоны Opens existing cracks Overcoming the skin zone	+ Аналогично типу I Увеличение эффективного радиуса скважины Similar to type I Increasing the well radius	+ Улучшает приток из матрицы Создает дополнительные каналы в матрице Improves flow from matrix Creates additional channels in the matrix	+ Аналогично типу II Similar to type II
	– Относительно дорого Неэффективно при сильной анизотропии Relatively expensive Ineffective with strong anisotropy			
Кислотные обработки Acid treatment	+ Дешево Cheap		+ Улучшает проводимость матрицы призабойной зоны Improves the conductivity of the near-wellbore matrix	
	– Неэффективно ввиду малого радиуса обработки Коррозия нефтепогружного оборудования (НПО) Ineffective due to small processing radius Corrosion of oil submersible equipment			– Технические сложности в массивных залежах Коррозия НПО Technical difficulties in massive deposits Corrosion of oil submersible equipment

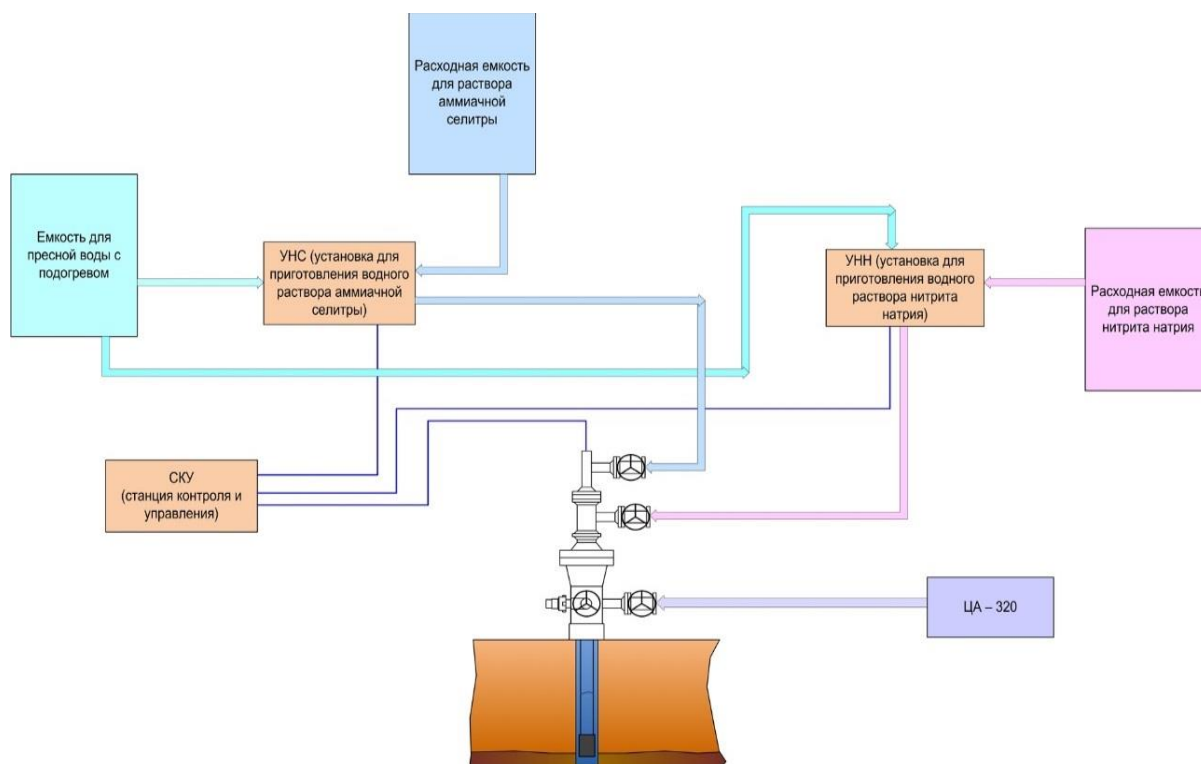


Рис. 3. Схема нагнетания ВРНС в скважину

Fig. 3. Scheme of injection of aqueous solutions of inorganic salts into a well

В качестве регулируемой закачки ВРНС с последующей прокачкой инициатора взаимодействия и термоизолирующей пачки можно рассматривать процесс, в ходе которого селитра вступает в термогазохимическую реакцию: $\text{NH}_4\text{NO}_3 \rightarrow \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 0,5\text{O}_2 + \text{Q}_1$. По итогу происходит самопроизвольный нагрев ПЗП, а также возникает дополнительная энергия для газлифта, агентом которого является кислород, окисляющий нефть [16].

В качестве примера успешной практики термогазохимического воздействия на пласт можно отметить положительный результат на Усинском месторождении по двум скважинам (ООО «Лукойл-Коми»). В результате опытно-промышленных испытаний были получены следующие результаты: дополнительная добыча жидких углеводородов (ЖУВ) составила 1397 т. Производительность скважин возросла в 5 раз относительно исходного состояния. Представленная статистика помогает сделать вывод о положительном воздействии на пласт ВРНС (табл. 3) [17, 18]. Использование ВРНС на остальных скважинах увеличило

дополнительную добычу нефти на 13232 т, что в среднем на одну скважину – около 2646 т.

Ввиду положительного опыта от проведения ОПИ ТГХВ в периметре ООО «Лукойл-Коми» данная технология представлена огласке, а также была исследована за рубежом, в штате Техас, на скважинах месторождения Eastland, которые были законсервированы в 1994 г. ввиду малодобитности. В ходе обработки был получен приток из скважины № 8, состоящий из 30 % нефти и 70 % воды, а из скважины № 10 – 10 и 90 %, соответственно [19, 20].

Усинское месторождение характеризуется содержанием высоковязкой нефти пермокарбонового периода. Данная залежь представляет собой аналог одного из крупнейших месторождений России – Русское, находящееся на территории Западной Сибири. Русское месторождение представляет собой эталон по запасам трудноизвлекаемой нефти ввиду ее высокой плотности, а также является сложным с точки зрения геологического строения и особенностей разработки [21, 22].

Таблица 3. Результаты ОПИ ТГХВ на скважинах № 3003 и 1242 Усинского месторождения

Table 3. Results of pilot testing of thermogas-chemical influence on wells no. 3003 and 1242 of the Usinsk field

№ скв. Wells no.	Марка насоса Pump brand	Начальный дебит, т/с Basic flow rate, t/day	Кол-во суток Number of days	Средний дебит, т/сут Average flow rate, t/day	Доп. добыча нефти, т Additional oil production, t	Удельный дебит нефти, т/сут Specific flow rate, t/day	План. уд. дебит Planned specific flow rate
3003	ЭВНТ-25-1500	1,93	28,00 23,00 30,75	10,6 10,6 9,98	242,9 199,6 247,6	–	–
Итого/Total				81,75	690,10	8,44	6,5
1242	ЭВНТ-25-1500	0	22,00 30,83 31,00 29,00 31,00	5,82 5,50 4,63 4,94 3,98	128,00 169,57 143,00 143,26 123,38	–	–
Итого/Total				143,83	707,73	4,92	8,5

Закачку бинарных смесей в пласт можно производить в комплексе с МГРП в горизонтальных скважинах, при грамотном соотношении компонентов можно будет достичь высоких результатов с учетом большой эффективной толщины пласта и высоким уровнем запасов в рассматриваемой зоне (табл. 2).

Также месторождения-аналоги можно выделить исходя из геологического соотношения параметров и залегания пластов. В текущий период на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в палеозойских отложениях открыто более 50 месторождений, среди которых Арчинское, Урманское, Северо-Останинское и др., являющиеся наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности палеозоя (табл. 4) [23, 24].

Таблица 4. Оптовая стоимость компонентов и рыночная стоимость нефти марки Urals

Table 4. Wholesale cost of components and market value of Urals crude oil

Аммиачная селитра, р./т Ammonium nitrate, rub/t	Нитрит натрия, р./т Sodium nitrite, rub/t	Рыночная стоимость нефти марки Urals, р./бар Market value of Urals crude oil, rub/bar
9700	77000	5092,68

Авторами работы для решения поставленной проблематики предлагается комплексный подход для повышения нефтеотдачи палеозойских отложений Западной Сибири, в том числе путем строительства полигона на территории Томской области для испытания технологии БС. В случае положительного эффекта данная технология может быть тиражирована и дополнит собой уже зарекомендовавшие себя методы повышения извлечения нефти [25, 26].

Выводы

В данной работе был представлен анализ эффективности применения технологии бинарных смесей на палеозойских месторождениях Западной Сибири. В результате анализа были выявлены критерии подбора скважин для применения технологии бинарных смесей и отражены основные направления применимости данного воздействия. Также доказана эффективность решения посредством сравнения данной технологии с существующими, и отражена экономическая составляющая данной обработки. При помощи данной работы можно подобрать схожие по физико-химическим свойствам месторождения, обладающие залежами нефти с высокой вязкостью, а также аналогичным гео-

логическим строением палеозойских отложений. На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что использование данной технологии приведет к увеличению конечного коэффициента извлечения нефти и найдет технологически и экономически эффективное применение для дальнейшего обширного

использования не только на группе месторождений Западной Сибири, но и по всей России [25, 26].

Авторы выражают благодарность Центру коллективного пользования «Физико-химические методы анализа» (ТПУ).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33–35.
2. Касимов А.С. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень: ТИУ, 2015. – Т. 2. – С. 214–215.
3. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – С. 23–33.
4. Повышение нефтеотдачи путем закачки углекислого газа / И.А. Синцов, О.С. Трухина // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции. Т. 2. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / отв. ред. П.В. Евтин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 47–49.
5. Палеозой Западной Сибири: региональная модель геологического строения и нефтегазоносность / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, Д.В. Аюнова, А.Ю. Калинин, М.С. Канаков, К.И. Канакова, Е.С. Сурикова // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2015. – Т. 2. – № 1. – С. 79–83.
6. Хижняк Г.П., Диенг Ассан. Влияние технологических параметров на эффективность гидроразрыва пласта // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 6. – С. 120–125.
7. Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У. Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 210–217.
8. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Обоснование прогнозной величины прироста дебита нефти после применения ГТМ с помощью статистического метода // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 81–86.
9. Shandrygin A.N., Lutfullin A. Current status of enhanced recovery techniques in the fields of Russia // SPE annual technical conference and exhibition. – OnePetro, 2008.
10. Bera A., Vij R.K., Shah S. Impact of newly implemented enhanced oil and gas recovery screening policy on current oil production and future energy supply in India // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 207. – P. 109196.
11. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection / X. Dong, H. Liu, Z. Chen, K. Wu, N. Lu, Q. Zhang // Applied energy. – 2019. – V. 239. – P. 1190–1211.
12. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого-физической информации // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сбор. трудов Междунар. научно-практ. конф. – Уфа, 7–8 сентября, 2011. – С. 229–232.
13. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
14. Моделирование процессов тепло- и газовой выделений при разложении бинарных систем в технологии добычи нефти и газа / А.С. Зимин, В.А. Соснин, В.Б. Заволжский, Ю.А. Ганькин, Р.А. Идиятуллин, К.В. Березина // Вестник Казанского технологического университета. – 2016. – Т. 19. – № 19. – С. 123–127.
15. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей / Е.Н. Александров, Н.М. Кузнецов, С.Н. Козлов, Ю.Г. Серкин, Е.Е. Низова // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 3. – С. 154–159.
16. Aleksandrov E., Koller Z. Technology of oil and bitumen output stimulation by heat from reactions of binary mixtures (BM) // TCTM limited. – 2008. – P. 76.
17. Актуальные проблемы и перспективы освоения запасов нефти, связанных с подгазовыми нефтяными залежами и нефтяными оторочками месторождений ОАО «Газпром» / Г.П. Косачук, С.В. Буракова, Ф.Р. Бидалов, Е.В. Мельникова, С.И. Буточкина, Н.В. Будревич // Вести газовой науки. – 2012. – № 1 (9). – С. 226–232.
18. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора месторождений при обосновании применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Томской области // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработке нефти: Сб. тез. докл. IV научно-практ. конф. – Уфа, 26–28 апреля, 2011. – С. 34.
19. Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы / М.Н. Кравченко, Н.Н. Диева, А.Н. Лишук, А.В. Мурадов, В.Е. Вершинин // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 178–185.
20. Стимулирование добычи нефти продуктами реакций бинарных смесей (БС) как альтернатива технологиям, обводняющим нефтяной пласт / Е.Н. Александров, С.Д. Варфоломеев, В.Ю. Лиджи-Горяев, А.Л. Петров // Точка опоры. – 2012. – № 158. – С. 14.
21. Кузнецов Н.М. К стимулированию нефтедобычи на основе бинарных смесей // Горение и взрыв. – 2016. – Т. 9. – № 2. – С. 111–119.
22. Исследование фильтрационных характеристик и эффективности вытеснения нефти при заводнении морского месторождения с тяжелой нефтью / Кун Се, Цзе Мэй, Нажису Нажису, В.И. Ерофеев, Ченг Су, Вэйдун Цзян, Сянго Лу // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 105–114.
23. Влияние минерализации пластовых вод на физико-химические и фильтрационные характеристики полимерных растворов и гелей для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, В.И., Ерофеев Сянго Лу, Цзиньлун Лу, Сяоянь Ван, Лидонг Чжан // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 136–145.
24. Оптимизация параметров неорганического агента управления профилем на основе силиката натрия для эффективного вытеснения нефти из коллекторов с высокой минерализацией / Нажису, В.И. Ерофеев, Сянго Лу, Чжунъюань Тянь, Лидонг Чжан. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 11. – С. 59–68.
25. Исследование фильтрационных и реологических свойств полимерного геля для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, В.И. Ерофеев, Цзиньлун Лу, Вэй Ван // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 147–158.
26. Китов Е.С., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Анализ технологий промысловой подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 31–38.

Поступила: 10.04.2023 г.
Прошла рецензирование: 17.04.2023 г.

Информация об авторах

Коротков Р.Н., аспирант отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Коновалов А.А., аспирант отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Овчаренко Д.М., магистр отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ерофеев В.И., заслуженный деятель науки РФ, доктор технических наук, профессор, профессор отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.276

BINARY MIXTURE TECHNOLOGY AS A MODERN COMPLEX METHOD OF INCREASING OIL RECOVERY FOR THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER RESERVES IN THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA

Roman N. Korotkov¹,
klimatqwf@gmail.com

Andrey A. Konovalov¹,
a_a_konovalov1995@mail.ru

Diana M. Ovcharenko¹,
dmo4@tpu.ru

Vladimir I. Erofeev¹,
erofeevi@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the study is caused by the current situation, when subsoil users are trying to extract the maximum amount of oil in a short time, as a result of which the development system is mainly compiled incorrectly, the share of hard-to-recover reserves is growing every year. Therefore, there is an urgent need to develop residual reserves from the subsoil, which are often difficult to recover. One of the complex reservoir stimulation is thermal-gas-chemical stimulation, which is a method of extensive reservoir stimulation and describes a promising technology among other existing methods for enhanced oil recovery. Binary mixtures, in their turn, will increase oil recovery by an average of 5–10 %.

Purpose: to study the effectiveness of the application of binary systems technology in order to increase oil recovery from reservoirs containing hard-to-recover hydrocarbon reserves.

Methods: systematization of classification approaches in terms of hard-to-recover reserves, selection of the most relevant methods of enhanced oil recovery according to the efficiency criterion, analysis of Russian and foreign experience in the use of thermal-gas-chemical treatment, assessment of the technological and economic feasibility of using binary mixtures in analogous fields.

Results. The use of binary mixtures makes it possible to increase oil recovery by 5–10 % on average. The principles of oil displacement using ammonium nitrate and the decomposition reaction product were studied, an analysis of pilot industrial tests both in Russia and abroad was reproduced, and current issues were studied. Various fields are also considered, which have already proved the positive dynamics of the development potential when using this technology. A preliminary assessment of the economic efficiency of thermal-gas-chemical treatment in the current state of the gas and oil industry in comparison with other methods of enhanced oil recovery is presented.

Key words:

thermal-gas-chemical effects, methods for increasing oil recovery, binary mixtures, ammonia selitra, hard-to-recover reserves.

The authors are grateful to the Center of physical and chemical methods of analysis at Tomsk Polytechnic University.

REFERENCES

1. Lisovsky N.N., Khalimov E.M. O klassifikatsii trudnoizvlekaemykh zasposov [On the classification of hard-to-recover reserves]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2009, no. 6, pp. 33–35.
2. Kasimov A.S. Razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemyimi zasposami [Development of deposits with hard-to-recover reserves]. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchennykh. Novye tekhnologii – neftegazovomu regionu* [Materials of the international scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists. New technologies for the oil and gas region]. Tyumen, 2015. Vol. 2, pp. 214–215.
3. Yakutseny V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. Dinamika doli otnositelnogo sodержaniya trudnoizvlekaemykh zasposov nefti v obshchem balanse [Dynamics of the share of the relative content of hard-to-recover oil reserves in the overall balance]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2007, vol. 2, pp. 23–33.
4. Sincov I.A., Truhina O.S. Povichenie nefteotdachi putem zakachki uglekislogo gaza [Enhanced oil recovery by injecting carbon dioxide]. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Neft i gaz Zapadnoy Sibiri* [Materials of the international scientific and technical conference. Oil and gas of Western Siberia]. Tyumen, 2015. Vol. 2, pp. 47–49.
5. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Ayunova D.V., Kalinin A.Yu., Kanakov M.S., Kanakova K.I., Surikova E.S. Paleozoy Zapadnoy Sibiri: regionalnaya model geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost [Paleozoic of Western Siberia: regional model of geological structure and oil and gas potential]. *Interekspo Geo-Sibir*, 2015, vol. 2, no. 1, pp. 79–83.
6. Khizhnyak G.P., Dieng Assan. The influence of technological parameters on the efficiency of hydraulic fracturing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 6, pp. 120–125. In Rus.
7. Yamkin M.A., Safiullina E.U. Assessing the correspondence of the results of computer moderation of fluid inflow to a hydraulic fracture to real data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 3, pp. 210–217. In Rus.
8. Galkin V.I., Kolytin A.N. Justification of the predicted value of the increase in oil production after the use of geological and technical measures using a statistical method. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 81–86. In Rus.
9. Shandrygin A.N., Lutfullin A. Current status of enhanced recovery techniques in the fields of Russia. *SPE annual technical conference and exhibition. OnePetro*, 2008.
10. Bera A., Vij R.K., Shah S. Impact of newly implemented enhanced oil and gas recovery screening policy on current oil production and

- future energy supply in India. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 207, pp. 109–196.
11. Dong X., Liu H., Chen Z., Wu K., Lu N., Zhang Q. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oil sands reservoirs after steam injection. *Applied energy*, 2019, vol. 239, pp. 1190–1211.
 12. Ivanov E.N., Kononov Yu.M., Mukhamadiev R.V. Razrabotka metodiki vybora metodov uvelicheniya nefteotdachi na neftyanykh mestorozhdeniyakh na osnove geologo-fizicheskoy informatsii [Development of a methodology for selecting methods for enhanced oil recovery in oil fields based on geological and physical information]. *Sbornik trudov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Uvelichenie nefteotdachi – prioritnoe napravlenie vosпроизводства zasposov uglevodorodnogo syrya* [Collection of works of the International scientific practical conference. Increased oil recovery is a priority direction for the reproduction of hydrocarbon reserves]. Ufa, 2011. pp. 229–232.
 13. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Fiziko-khimicheskie metody uvelicheniya nefteotdachi plastov neftyanykh mestorozhdeniy [Physical and chemical methods of enhanced oil recovery of oil fields]. *Uspekhi khimii*, 2007, vol. 76, no. 10, pp. 1034–1052.
 14. Zimin A.S., Sosnin V.A., Zavolzhskiy V.B., Gankin Yu. ., Idiyatullin R.A., Berezhina K.V. Modelirovanie protsessov teplo- i gazovydeleniya pri razlozhenii binarnykh sistem v tekhnologii dobychi nefiti i gaza [Modeling of heat and gas release processes during decomposition of binary systems in oil and gas production technology]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2016, vol. 19, no. 19, pp. 123–127.
 15. Alexandrov E.N., Kuznetsov N.M., Kozlov S.N., Serkin Yu.G., Nizova E.E. Dobycha trudnoizvlekaemykh i neizvlekaemykh zasposov nefiti s pomoshchyu tekhnologii binarnykh smesey [Production of hard-to-recover and non-recoverable oil reserves using binary mixture technology]. *Georesursy*, 2016, vol. 18, no. 3, pp. 154–159.
 16. Aleksandrov E., Koller Z. Technology of oil and bitumen output stimulation by heat from reactions of binary mixtures (BM). *TCTM limited*, 2008, pp. 76.
 17. Kosachuk G.P., Burakova S.V., Bilalov F.R., Melnikova E.V., Butchikina S.I., Budrevich N.V. Aktualnye problemy i perspektivy osvoeniya zasposov nefiti, svyazannykh s podgazovymi neftyanymi zalezhami i neftyanymi otorochkami mestorozhdeniy OAO «Gazprom» [Actual problems and prospects for the development of oil reserves associated with under-gas oil deposits and oil rims of Gazprom's fields]. *Vesti gazovoy nauki*, 2012, no. 9, pp. 226–232.
 18. Ivanov E.N., Kononov Yu.M., Mukhamadiev R.V. Razrabotka metodiki vybora mestorozhdeniy pri obosnovanii primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyakh Tomskoy oblasti [Development of a methodology for selecting fields in the justification of the application of methods for enhanced oil recovery at the fields of the Tomsk region]. *Sbornik tezisev dokladov IV nauchno-prakticheskoy konferentsii. Matematicheskoe modelirovanie i kompyuternye tekhnologii v protsessakh razrabotki mestorozhdeniy, dobychi i pererabotke nefiti* [Abstract report of the IV scientific and practical conference. Mathematical Modeling and Computer Technologies in the Processes of Field Development, Oil Production and Refining]. Ufa, 2011. pp. 34.
 19. Kravchenko M.N., Dieva N.N., Lishchuk A.N., Muradov A.V., Vershinin V.E. Gidrodinamicheskoe modelirovanie termokhimicheskogo vozdeystviya na nizkopronitsaemye kerosoderzhashchie kollektory [Hydrodynamic modeling of thermochemical impact on low-permeability kerogen-bearing reservoirs]. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 178–185.
 20. Aleksandrov E.N., Varfolomeev S.D., Lidzhi-Goryaev V.Yu., Petrov A.L. Stimulirovanie dobychi nefiti produktami reaktsiy binarnykh smesey (BS) kak alternativa tekhnologiyam, obvodnyayushchim neftyanoy plast [Stimulation of oil production by products of reactions of binary mixtures (BS) as an alternative to technologies that flood the oil reservoir]. *Tochka opory*, 2012, no. 158, p. 14.
 21. Kuznetsov N.M. K stimulirovaniyu nefteodobychi na osnove binarnykh smesey [To stimulate oil production based on binary mixtures]. *Gorenje i vzryv*, 2016, vol. 9, no. 2, pp. 111–119.
 22. Kun X., Jie M., Narisu, Erofeev V.I., Cheng S., Weidong J., Xiangguo L. Study on seepage characteristics and displacement efficiency of water flooding in offshore heavy oil reservoir // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 105–114. In Rus.
 23. Narisu, Erofeev V.I., Lu X., Lv J., Wang X., Zhang L. The effect of layer water mineralization on physical chemical and filtration characteristics of polymeric solutions and gels for increasing oil recovery. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 4, pp. 136–145. In Rus.
 24. Narisu, Erofeev V.I., Lu X., Tian Z., Zhang L. Optimization of parameters of inorganic profile control agent on the basis of sodium silicate for effective oil displacement from high salinity reservoir. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 11, pp. 59–68. In Rus.
 25. Narisu, Erofeev V.I., Lv J., Wang W. Study on filtration and rheological properties of polymer gel to improve oil recovery. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 3, pp. 147–157. In Rus.
 26. Kitov E.S., Erofeev V.I., Dzhalilova S.N. Analysis of technologies of natural gas field preparation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 31–38. In Rus.

Received: 10 April 2023.
Reviewed: 17 April 2023.

Information about the authors

Roman N. Korotkov, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Andrey A. Konovalov, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Diana M. Ovcharenko, Master student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vladimir I. Erofeev, honoured worker of science of the RF, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 332.362.379.8.091.8

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПОКАЗАТЕЛЯ ДЕФЛЯЦИИ НА ПРИМЕРЕ ДАННЫХ МЕТЕОСТАНЦИИ ЭРЗИН

Козлова Инга Владимировна¹,
ingrid_k@mail.ru

Зенкова Жанна Николаевна^{1,2},
zhanna.zenkova@mail.tsu.ru

Квасникова Зоя Николаевна¹,
zoi kwas@rambler.ru

¹ Национальный исследовательский Томский государственный университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

² Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации,
Россия, 119571, г. Москва, пр. Вернадского, 82.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью выявления факторов, влияющих на развитие дефляционных процессов аридных геосистем Тувы, используемых в том числе в сельском хозяйстве. Такие территории, являясь наиболее уязвимыми, в гораздо большей степени чувствительны к антропогенному воздействию, что создает в них дополнительную напряженность и ведет к потере устойчивости ландшафтов. Весьма актуальным в настоящее время остается вопрос о соотношении и взаимодействии климатического и антропогенного факторов опустынивания как сложного природно-антропогенного явления. Результаты исследований в дальнейшем позволят предложить меры по снижению деградации сельскохозяйственных угодий и минимизировать развитие опустынивания земель.

Цель: оценить климатические условия и выявить антропогенные факторы потенциальной опасности развития дефляции для мониторинга изменений уязвимых геосистем и природно-антропогенных процессов.

Объекты: участок северо-восточной (русской) части Убсунурской котловины в пределах Эрзинского района Республики Тува.

Методы: статистический анализ, регрессионный анализ, метод скользящей средней, сравнительно-географический метод.

Результаты. Проанализирована динамика климатического показателя дефляции по данным метеостанции Эрзин за 1966–2020 гг.; построены графики изменения температурного режима, количества атмосферных осадков, скорости ветра; выявлен линейный тренд распределения среднегодовой температуры; определены коэффициенты климатического показателя дефляции и индексы аридности, построены графики их динамики за исследуемый период; выявлена тенденция к ослаблению дефляции. По среднему значению исследуемые ландшафты относятся к субаридным, а по колебанию индекса – от слабоаридных (0,6...0,8) до аридных (0,3) и субаридных (0,5...0,6). Исходя из выполненных расчетов становится очевидным, что изменения климата в настоящее время не оказывают значительного влияния на аридные геосистемы в Туве.

Ключевые слова:

дефляция, климатический показатель дефляции, процесс опустынивания, деградация земель, Республика Тува.

Введение

Проблемы аридного земледелия в настоящее время остаются самыми острыми в земледелии не только России, но и во всем мире. В работах [1–6] отмечается, что расширение площадей сельскохозяйственного производства и увеличение орошения привело за последние 50 лет к деградации земель и потере биоразнообразия на значительных территориях. По оценкам ООН опустыниванию и разрушению земель подвержены более 33 % суши в более чем сотне стран мира, затронуло около 2,6 млрд человек, а каждый год около 12 млн га земель теряется из-за их деградации, и этот показатель растет [7]. Последствия экстенсивного землепользования меняют также физические свойства почвы, приводят к ее уплотнению, снижению пористости, инфильтрации воды в почвенный профиль, нарушению баланса воды и воздуха в почвенных горизонтах. Повторяемость засух, деградация сельскохозяйственных угодий в аридных областях ведут к еще большему опустыниванию земель. Среди природных рисков эту ситуацию усугубляют засушливость климата, высокая ветровая актив-

ность, значительная доля засоленных и солонцеватых почв в почвенном покрове, низкая биологическая продуктивность экосистем [8].

Как известно, во второй половине XX – начале XXI вв. изменения климата приобрели глобальный характер, среднегодовая приземная температура увеличилась на 1 °C, количество осадков при этом возросло незначительно, что послужило, наряду с возросшей антропогенной нагрузкой, фактором дополнительной аридизации земель, что, несомненно, можно рассматривать в качестве стадии опустынивания ландшафтов. Аридные геосистемы, являясь наиболее уязвимыми, в гораздо большей степени чувствительны к антропогенному воздействию (перегруженность пахотного фонда, непомерная нагрузка на пастбища и перевыпас, обезлесение и т. п.), что создает в них дополнительную напряженность и ведет к потере устойчивости ландшафтов. Весьма актуальным в настоящее время остается вопрос о соотношении и взаимодействии климатического и антропогенного факторов опустынивания как сложного природно-антропогенного явления.

Объект, методы и материалы исследования

Территория, в рамках которой проводились исследования, расположена в северо-восточной части Убсунурской котловины на западе Эрзинского района Республики Тува. Для нее характерны сухие степные и полупустынные ландшафты, наличие эоловых форм рельефа – песчаный массив Цугеер-Элс, расположенный вдоль р. Тес-Хем у южной границы с Монголией

(рис. 1). Степные участки этой территории испытывают значительное антропогенное воздействие: в основном выпас скота и распашку, что приводит к сильному изменению растительности и дигрессии пастбищ [9–11]. Особенно это актуально в связи с разработанной властями Тувы программой ускоренного развития сельского хозяйства в 2022–2027 гг., что послужит увеличению валового продукта в отрасли в 3 раза.



Рис. 1. Местоположение Республики Тува на карте Российской Федерации (красный фон), исследуемого района (синий квадрат) на территории Тувы; песчаный массив Цугеер-Элс: зарастание песчаных грив (фото З.Н. Квасниковой, 2021 г.)

Fig. 1. Location of the Tuva Republic on the map of the Russian Federation (red background), the study area (blue square) on the territory of Tuva; the Zugeer-Els sand massif: sandy manes are overgrown (photo by Z.N. Kvasnikova, 2021)

Объектом исследования является динамика аридных геосистем и природно-антропогенных процессов. Для выявления изменения таких геосистем и процессов на исследуемой территории необходимо определение дефляционной опасности, особенно характерной для засушливых территорий. На развитие дефляции оказывают непосредственное влияние такие метеорологические показатели, как температурный режим, количество атмосферных осадков, скорость ветра.

Нами были подобраны специализированные массивы данных по метеостанции Эрзин в Эрзинском районе Республики Тува за период 1966–2020 гг. [12], на основании которых с помощью ряда формул (фактор климата (C), индекс аридности (I_A)) были выполнены расчеты, выявлены тренды изменений значения показателей.

Фактор климата (C), как наиболее важный показатель для выявления потенциальной дефляционной опасности территории, определяется формулой [13]:

$$C = \frac{100 \cdot V^3}{(H/T + 10)^2},$$

где C – фактор климата; V – среднегодовая скорость ветра, м/с, T – среднегодовая температура воздуха, °C.

Индекс аридности для ключевого участка в Эрзинском районе (по данным метеостанции Эрзин) был рассчитан по формуле [14]:

$$I_A = \frac{H}{5,12 \cdot T^* + 306},$$

где I_A – индекс аридности; H – годовое количество осадков, мм/год; T^* – среднемесячная температура теплого периода (апрель–октябрь).

В пределах исследуемого района были проведены комплексные полевые исследования на пяти ключевых участках с описанием всех компонентов геосистем: особенностей макро- и микрорельефа, увлажнения, почв и растительного покрова, антропогенного использования.

Результаты и их обсуждение

Динамика изменения среднегодовой скорости ветра за период 1966–2020 гг. и его сглаженный вид [15], полученный с помощью модели трехчленного скользящего среднего, отражены на рис. 2, а. Стоит отметить, что начиная с 1993 г. скорость ветра начала возрастать, притом наблюдаются интересные тенденции к некоторой 13 летней периодизации.

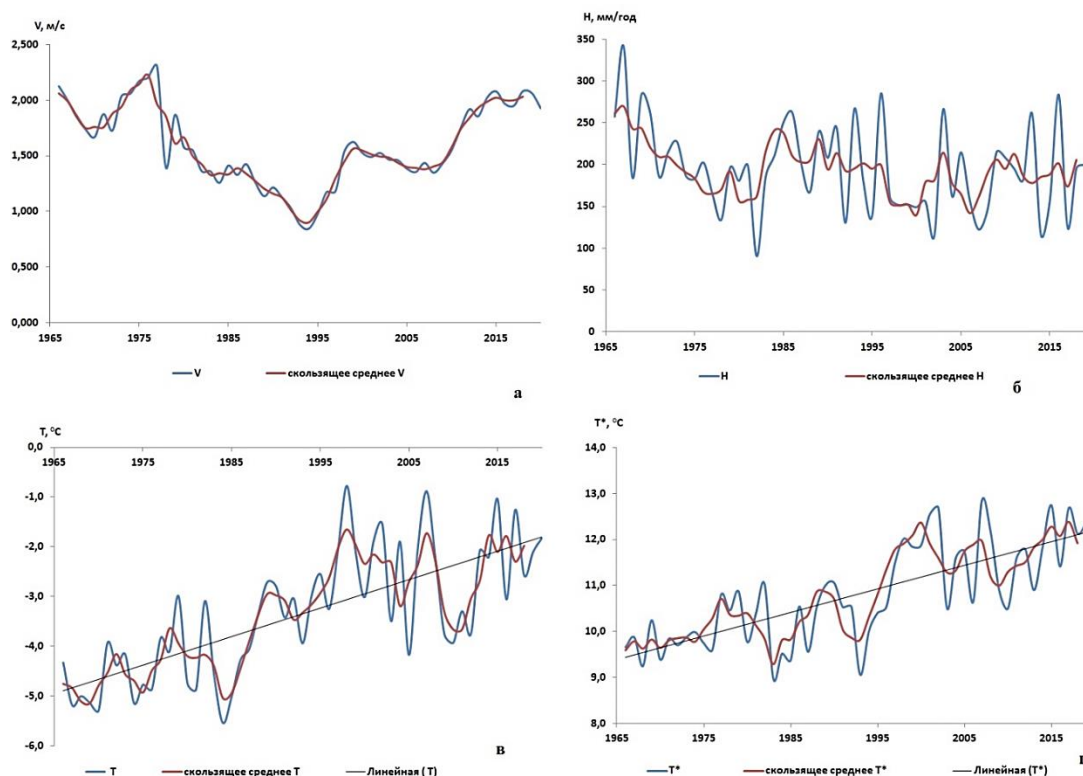


Рис. 2. Графики динамики изменений климатических показателей за 1966–2020 гг.: а) среднегодовой скорости ветра V и его сглаженный вариант (трехчленное скользящее среднее); б) годовой суммы осадков H и его сглаженный вариант (трехчленное скользящее среднее); в) среднегодовой температуры, его сглаженный вариант (трехчленное скользящее среднее) и линейный тренд; г) среднегодовой температуры теплого периода T^* , его сглаженный вариант (трехчленное скользящее среднее) и линейный тренд

Fig. 2. Graphs of the dynamics of changes in climatic indicators for 1966–2020: а) graph of the average annual wind speed V and its smoothed version (three-term moving average); б) graph of the annual precipitation amount H and its smoothed version (three-term moving average); в) average annual temperature graph, its smoothed version (three-term moving average) and linear trend; г) graph of the average annual temperature of the warm period T^* , its smoothed version (three-term moving average) and linear trend

Количество осадков за исследуемый период варьирует незначительно. Минимальное значение наблюдалось в 1994 г. – 96,6 мм, максимальное в 1967 г. – 341,5 мм. Среднегодовой показатель количества осадков меняется, но незначительно, составляя в среднем порядка 200 мм в год (рис. 2, б). Среднегодовые температуры T , как и средние температуры теплого периода T^* , за последние десятилетия несколько выросли, что соответствует общемировым тенденциям (рис. 2, в, г).

Коэффициент корреляции Пирсона для T составил $r=0,73$, для $T^* - r=0,75$, что говорит о наличии довольно устойчивой зависимости средних температур от времени. Модель линейной регрессии, описывающая зависимость T от времени t , имеет вид:

$$T_t \approx -4,9615 + 0,0574 \cdot t, \quad (1)$$

где t – номер года; $t=1$ соответствует 1966 г., $t=55$ – 2020 г., для T^* :

$$T_t \approx 9,4165 + 0,0495 \cdot t. \quad (2)$$

Данные модели имеют достаточно хорошее качество [16–18]: коэффициент детерминации модели (1) $R^2=0,530$, т. е. 53 % дисперсии среднегодовых температур объясняется влиянием времени; для модели (2) $R^2=0,558$. Значения достигнутых уровней значимости p -value для F - и t -критериев практически нулевые, что говорит о высокой надежности моделей и значимости их коэффициентов, значения p -value критерия Шапиро–Уилка (0,786 для модели (1) и 0,775 для модели (2)) говорят о нормальности остатков модели, т. е. применение метода наименьших квадратов, который использовался для оценивания коэффициентов регрессионной модели, адекватно.

Заметим, что средняя абсолютная относительная ошибка аппроксимации модели A , которая определяется формулой:

$$A = \frac{1}{55} \sum_{t=1}^{55} \left| \frac{\text{Факт}_t - \text{Модель}_t}{\text{Факт}_t} \right|,$$

для модели (1) оказалась очень большой и составила 30,5 %. Модель (2) показала очень высокую точность, $A=5,24$ %. Тем не менее модель (1) позволяет сделать вывод о том, что ежегодно в среднем температура воздуха в Эрзинском районе Республики Тува повышается на 0,0574 °C, модель (2) говорит о том, что средняя температура теплого периода T^* повышается несколько медленнее – в среднем на 0,0495 °C ежегодно. Прогнозное значение среднегодовой температуры T на 2021 г., полученной с помощью модели (1), составляет –1,746 °C, что несколько выше прогноза, полученного методом скользящего среднего – 1,981 °C. Однако ошибка прогноза для T методом скользящего среднего $A=23,9$ %, следовательно, именно это значение и следует рассматривать как итоговый прогноз среднегодовой температуры на 2021 г. Для T^* прогноз моделью (2) составил 12,19 °C, скользящее среднее дает довольно близкое значение 11,92 °C при $A=3,82$ %, т. е. в качестве итогового также берем прогноз скользящим средним.

Анализ климатического показателя дефляции (фактора климата C) для участка Эрзинского района Республики Тува по данным метеостанции Эрзин отражен на рис. 3. При среднегодовых скоростях ветра более 2 м/с и более низких среднегодовых температурах формируются более благоприятные условия для развития дефляционных процессов. Это характерно для 1974–1977 гг. – пик на графике – умеренная дефляция. С этого времени наблюдается снижение скоростей ветра и некоторое повышение среднегодовых температур воздуха, что соответствует общемировому тренду. За период 1978–1987 гг. фактор климата показывает слабую дефляцию на исследуемой территории и очень слабую – за период 1988–2009 гг.. С 2010 г. при совсем незначительном увеличении скоростей ветра показатель C иллюстрирует вновь слабую дефляцию.

Для выявления динамики аридных геосистем северо-восточной (русской) части Убсунурской котловины нами был рассчитан также индекс аридности (рис. 4) для ключевого участка в Эрзинском районе [19]. Оценка степени аридности территории по классификации, предложенной в [20], на основе этого индекса аридности (I_A) имеет следующие показатели [20]:

- крайне аридные <0,16;
- сильно аридные 0,16...0,30;
- аридные 0,31...0,45;
- субаридные 0,46...0,60;
- слабо аридные 0,61...0,80;
- периодически аридные 0,8...1,0.

По данным [21] на юге Восточной Сибири за последние 60 лет рост температуры воздуха превысил общемировые тенденции. А в котловинах Тувы рост температуры воздуха составил 2,5...3,7 °C, что превышает рост температуры в котловинах Красноярского края и Бурятии. Изменения коэффициента аридности варьировали в пределах 0,02...0,14. Таким образом, в целом исследователями фиксируется рост аридизации климата для котловин Тувы, а для Убсунурской котловины Тувы – наибольшее усиление аридизации – переход из аридной в сильно аридную категорию [21].

По нашим расчетам выявлено следующее: коэффициент аридности варьирует за исследуемый период в пределах 0,9...0,3. За 1966–1978 гг. значение коэффициента снижалось с 0,9 до 0,3, и здесь тенденция аналогична значениям количества осадков, которое также снижалось за этот период. В дальнейшем график отражает некоторые колебания значений индекса аридности в пределах 0,3...0,8 со средним значением 0,5 (причем снова в соответствии с колебаниями количества осадков за рассматриваемый период).

По среднему значению исследуемые ландшафты относятся к субаридным, по колебанию индекса – от слабоаридных (0,6...0,8) до аридных (0,3) и субаридных (0,5...0,6). Эти значения не соответствуют данным [21], которые в целом фиксируют рост аридизации климата для котловин Тувы, а для Убсунурской котловины – переход из аридной в сильно аридную

категорию [21]. Причем наибольшую аридизацию по сравнению с другими котловинами юга Восточной

Сибири Г.И. Черноусенко и Н.Б. Хитров отмечают в Убсунурской котловине (Эрзин) [22. С. 5].

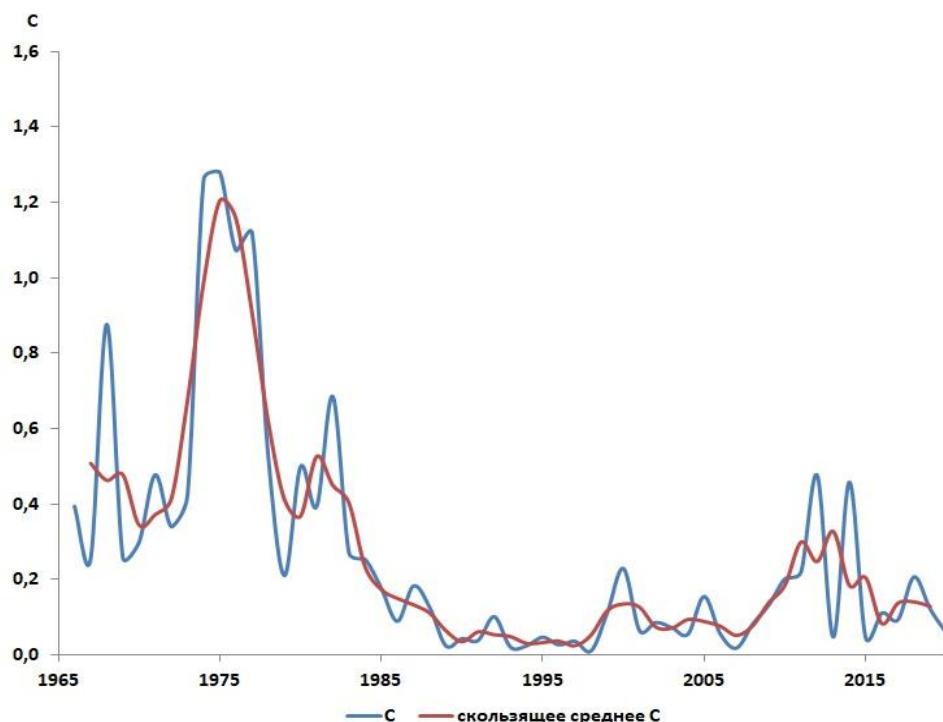


Рис. 3. График климатического показателя дефляции (фактора климата) за 1966–2020 гг. и его сглаженный вариант (трехчленное скользящее среднее)

Fig. 3. Graph of the climate deflation indicator (climate factor) for 1966–2020 and its smoothed version (three-term moving average)

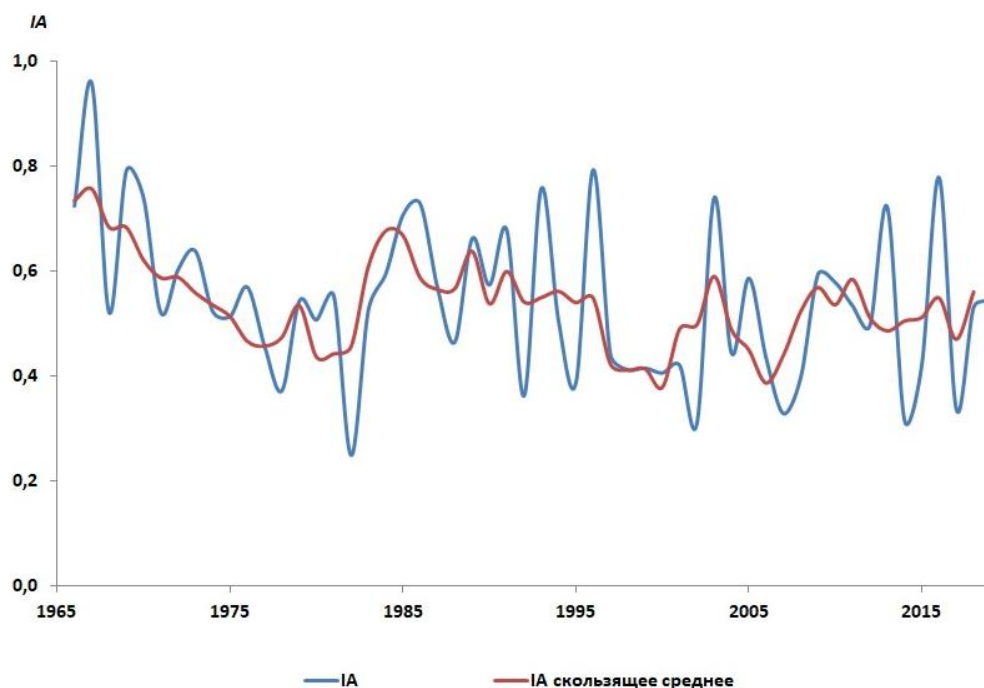


Рис. 4. График динамики индекса аридности IA за 1966–2020 гг. и его сглаженный вариант (трехчленное скользящее среднее)

Fig. 4. Graph of the dynamics of the aridity index IA for 1966–2020 and its smoothed version (three-term moving average)

По нашим расчетам и данным полевых исследований 2020–2021 гг. очевидно, что песчаный массив Цугеер-Элс, несмотря на характерные эоловые формы

рельефа, частично зарастает травянистой растительностью.

Антропогенные факторы также могут оказывать влияние на развитие дефляционных процессов. За последние тридцать лет на территории Эрзинского района существенно сократилась доля сельскохозяйственных угодий, особенно площадь пашни – с 1,2 % в 1990 г. до 0,2 % в 2019 г., т. е. в 6 раз. Однако, несмотря на это, увеличилась нагрузка на пастбища. На участках сухих степей Эрзин в западной части района, расположенных на речных террасах, наблюдается почвенная дигрессия, обусловленная чрезмерной пастбищной нагрузкой. На участках деградирующих пастбищ происходит механическое повреждение и уничтожение растительного покрова, смена его видового состава, нарушаются физико-химические свойства почвы [19].

Заключение

Таким образом, на рассматриваемой территории Убсунурской котловины выявлена тенденция к ослаблению дефляции. Несмотря на повышение тем-

пературы, индекс дефляции остается низким, поскольку скорость ветра выросла незначительно и является недостаточной для усиления дефляционных процессов. Наши полевые исследования 2020–2021 гг. на этой территории подтверждают данный вывод. По среднему значению индекса аридности исследуемые ландшафты относятся к субаридным, а по колебанию индекса – от слабоаридных (0,6...0,8) до аридных (0,3) и субаридных (0,5...0,6).

Исходя из выполненных расчетов сделан вывод о том, что изменения климатических показателей за исследуемый период не оказывают значительного влияния на аридные геосистемы в Туве. На расширение площади деградированных земель, потерю продуктивности сельскохозяйственных угодий в большей степени влияет антропогенная деятельность, такая как перевыпас скота и нерациональное использование пастбищ.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 20-67-46018).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ecological implication of desertification / D.O. Aelani, O.N. Oladele, O.C. Ariyo, J.A. Ogunsanwo, T.O. Ademola // Conference: Securing the Nigerian's Forest Estates for Sustainable Development. – Akure, Ondo State, Nigeria, 2022. – P. 611–622. URL: https://www.researchgate.net/publication/361908430_Ecological_Implication_of_Desertification (дата обращения 25.10.2022).
2. Shaping land use change and ecosystem restoration in a water-stressed agricultural landscape to achieve multiple benefits / B.P. Bryant, T.R. Kelsey, A.L. Vogl, S.A. Wolny, D. MacEwan, P.C. Selman, T. Biswas, H.S. Butterfield // Frontiers in Sustainable Food Systems. – 2020. – V. 4. – Article 138. URL: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fsufs.2020.00138> (дата обращения 25.10.2022).
3. Jiang S., Meng J., Zhu L. Spatial and temporal analyses of potential land use conflict under the constraints of water resources in the middle reaches of the Heihe River // Land Use Policy. – 2020. – V. 97. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0264837719321945?via%3Dihub> (дата обращения 27.10.2022).
4. Optimizing agricultural landscapes: measures towards prosperity and sustainability / L. Mueller, U. Schindler, F. Eulenstein, W. Mirschel, U. Schindler, V.G. Sychev, O.V. Rukhovich, A.K. Sheudzhn, V. Romanenkov, S.M. Lukin, B.M. McKenzie, M. Jones, R. Dannowski, W.E.H. Blum, E. Salnjikov, F. Saparov, K. Pachikin, V. Hennings, C. Scherber, J. Hoffmann, M. Antrop, L. Garibaldi, D.S. Gómez Carella, H. Augstburger, G. Schwilch, P. Angelstam, M. Manton, N.M. Dronin // Exploring and Optimizing Agricultural Landscapes. – 2021. – P. 91–130. URL: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-67448-9_3 (дата обращения 26.10.2022).
5. Consequences of land-use change in Brazil's new agricultural frontier: A soil physical health assessment / R.S. Santos, M. Wiesmeier, M.R. Cherubin, D.M.S. Oliveira, J.L. Locatelli, M. Holzschuh, C.E.P. Cerri // Geoderma. – 2021. – V. 400. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016706121002299?via%3Dihub> (дата обращения 27.10.2022).
6. Xiang Y., Jiaqiang L., Xin G. An over review of desertification in Xinjiang, Northwest China // Journal of Arid Land. – 2022. – V. 14. – P. 1181–1195. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40333-022-0077-x> (дата обращения 27.10.2022).
7. Ajai R.Br. Desertification and land degradation: concept to combating. – CRC Press, Taylor & Francis Group, LLC. – 2022. – 379 p. URL: <https://www.routledge.com/Desertification-and-Land-Degradation-Concept-to-Combating/jai-Bhatnagar/p/book/9780815361725> (дата обращения 27.10.2022).
8. Selection of Scots pine seedling growth stimulants in extreme conditions of the Northern Kazakhstan steppe zone / S.A. Kabanova, W. Musoni, Z.N. Zenkova, M.A. Danchenko, S.A. Scott, A.N. Kabanov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2020. – V. 611. – Article 012039. URL: <https://iopscience.iop.org/issue/1755-1315/611/1> (дата обращения 27.10.2022).
9. Ландшафтно-экологический мониторинг репрезентативных ключевых участков Республики Тыва / С.Н. Кирпотин, З.Н. Квасникова, А.М. Перегон, А.О. Ховалыг, С.А. Потапова, М.А. Логинова, С.А. Венивитина, А.М. Кара-Сал // Развитие Тувы в XXI веке: интеграция образования, науки и бизнеса: материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 25-летию Тувинского государственного университета. – Кызыл: Тувинский государственный университет, 2020. – С. 212–215.
10. Динамика сельскохозяйственных угодий как индикатор мониторинга биоразнообразия в Республике Тыва / З.Н. Квасникова, А.О. Ховалыг, С.О. Донгак, У.В. Доржу // Геосферные исследования. – 2021. – № 2. – С. 77–86.
11. Ландшафтно-экологический мониторинг северо-восточной части Убсунурской котловины (Республика Тыва) / З.Н. Квасникова, Е.С. Шитц, И.В. Козлова, А.О. Ховалыг // Козыбаевские Чтения – 2021: Новые подходы и современные взгляды на развитие образования и науки: Материалы международной научно-практической конференции в 9-х т. Издается по решению Научно-технического совета Северо-Казахстанского университета им. М. Козыбаева (протокол № 3 от 24.11.2021 г.). – Петропавловск, 2021. – Т. 6. – С. 203–207.
12. Описание массива данных среднемесячной температуры воздуха на станциях России. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014621485. URL: <http://meteo.ru/data/156-temperature#описание-массива-данных> (дата обращения 14.08.2022).
13. Любцова Е.М. Оценка эоловых процессов в Прибайкалье // География и природные ресурсы. – 1994. – № 4. – С. 19–23.
14. Мезенцев В.С., Карнаевич И.В. Увлажненность Западно-Сибирской равнины. – Л.: Гидрометеоздат, 1969. – 168 с.
15. Wind speed prediction performance based on modal decomposition method / Z. Hu, R. Zhang, Z. Zenkova, Y. Wang // Conference: Information Technology and Computer Application. – Guangzhou, China, 2020. – P. 736–741. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9422050> (дата обращения 14.08.2022).
16. Hansen B.E. Econometrics. – Princeton: Princeton University Press, 2022. – 1080 p.
17. Montgomery D.C., Runger G.C. Applied Statistics and Probability for Engineers. 7th ed. – Hoboken: Wiley, 2018. – 720 p.

18. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика для инженеров и научных работников. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2006. – 816 с.
19. Козлова И.В. Экологические аспекты землепользования в Эрзинском районе республики Тыва // Экология России и сопредельных территорий: Материалы XXIV Междунар. экол. студ. конф. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2022. – С. 40.
20. Лобова Е.В., Островский И.М., Хабаров А.В. Об определении засушливости аридных областей мира // Проблемы освоения пустынь. – 1977. – № 4. – С. 31–40.
21. Панкова Е.И., Черноусенко Г.И. Проблема активизации засоления в почвах юга Восточной Сибири и Монголии в связи с аридизацией климата // Бюллетень Почвенного института имени В.В. Докучаева. – 2020. – Вып. 101. – С. 19–45.
22. Черноусенко Г.И., Хитров Н.Б. Изменение климата в зоне распространения засоленных почв криоаридных регионов на юге Восточной Сибири // Экосистемы: экология и динамика. – 2019. – Т. 3. – № 3. – С. 5–57.

Поступила: 15.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 20.03.2023 г.

Информация об авторах

Козлова И.В., старший преподаватель геолого-географического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета.

Зенкова Ж.Н., кандидат физико-математических наук, доцент Института прикладной математики и компьютерных наук Национального исследовательского Томского государственного университета; старший научный сотрудник Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации.

Квасникова З.Н., кандидат географических наук, доцент, доцент геолого-географического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета.

UDC 332.362.379.8.091.8

ANALYSIS OF THE CLIMATIC DEFLATION INDICATOR DYNAMICS ON THE EXAMPLE OF ERZIN WEATHER STATION DATA

Inga V. Kozlova¹,
ingrid_k@mail.ru

Zhanna N. Zenkova^{1,2},
zhanna.zenkova@mail.tsu.ru

Zoya N. Kvasnikova¹,
zojkw@rambler.ru

¹ National Research Tomsk State University,
36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration,
82, Vernadsky avenue, Moscow, 119571, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to identify factors affecting the development of deflationary processes of arid geosystems of the Tuva Republic. This will allow us to propose further measures to reduce the degradation of agricultural land and minimize the development of land desertification.

Objective: assessment of climatic conditions and identification of anthropogenic factors of the potential danger of deflation to monitor changes in vulnerable geosystems and natural and anthropogenic processes.

Objects: a section of the north-eastern (Russian) part of the Ubsunur basin within the Erzinsky district of the Tuva Republic.

Methods: statistical analysis, regressions, moving average, comparative geographical method, interpretation of satellite images.

Results. The dynamics of the climatic index of deflation based on the data of the Erzin weather station for 1966–2020 is analyzed; graphs of changes in the temperature regime, the amount of precipitation, wind speed are plotted; a linear trend of the distribution of the average annual temperature is revealed; coefficients of the climatic index of deflation and aridity indices are determined, graphs of their dynamics for the period under study are plotted; a tendency to weaken deflation is revealed; the studied landscapes are subarid on average, and according to the index fluctuation – from weakly arid (0,6–0,8) to arid (0,3) and subarid (0,5–0,6).

Key words:

deflation, climate deflation index, desertification, land degradation, Tuva Republic.

The research was carried out at the expense of a grant from the Russian Science Foundation (project no. 20-67-46018).

REFERENCES

1. Aelani D.O., Oladele O.N., Ariyo O.C., Ogunsanwo J.A., Ademola T.O. Ecological implication of desertification. *Conference: Securing the Nigerian's Forest Estates for Sustainable Development*. Akure, Ondo State, Nigeria, 2022. pp. 611–622. Available at: https://www.researchgate.net/publication/361908430_Ecological_Implication_of_Desertification (accessed 25 October 2022).
2. Bryant B.P., Kelsey T.R., Vogl A.L., Wolny S.A., MacEwan D., Selmants P.C., Biswas T., Butterfield H.S. Shaping land use change and ecosystem restoration in a water-stressed agricultural landscape to achieve multiple benefits. *Frontiers in Sustainable Food Systems*, 2020, vol. 4, Article 138. Available at: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fsufs.2020.00138> (accessed 25 October 2022).
3. Jiang S., Meng J., Zhu L. Spatial and temporal analyses of potential land use conflict under the constraints of water resources in the middle reaches of the Heihe River. *Land Use Policy*, 2020, vol. 97 (7). Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0264837719321945> (accessed 27 October 2022).
4. Mueller L., Schindler U., Eulenstein F., Mirschel W., Schindler U., Sychev V.G., Rukhovich O.V., Sheudzhn A.K., Romanenkov V., Lukin S.M., McKenzie B.M., Jones M., Dannowski R., Blum W.E.H., Salnjikov E., Saparov F., Pachikin K., Hennings V., Scherber C., Hoffmann J., Antrop M., Garibaldi L., Gómez Carella D.S., Augstburger H., Schwilch G., Angelstam P., Manton M., Dronin N.M. Optimizing agricultural landscapes: measures towards prosperity and sustainability. *Exploring and Optimizing Agricultural Landscapes*, 2021, pp. 91–130. Available at: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-67448-9_3 (accessed 26 October 2022).
5. Santos R.S., Wiesmeier M., Cherubin M.R., Oliveira D.M.S., Locatelli J.L., Holzschuh M., Cerri C.E.P. Consequences of land-use change in Brazil's new agricultural frontier: A soil physical health assessment. *Geoderma*, 2021, vol. 400. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016706121002299> (accessed 27 October 2022).
6. Xiang Y., Jiaqiang L., Xin G. An over review of desertification in Xinjiang, Northwest China. *Journal of Arid Land*, 2022, vol. 14, pp. 1181–1195. Available at: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40333-022-0077-x> (accessed 27 October 2022).
7. Ajai R.Br. *Desertification and land degradation: concept to combating*. CRC Press, Taylor & Francis Group, LLC, 2022. 379 p. Available at: <https://www.routledge.com/Desertification-and-Land-Degradation-Concept-to-Combating/jai-Bhatnagar/p/book/9780815361725> (accessed 27 October 2022).
8. Kabanova S.A., Musoni W., Zenkova Z.N., Danchenko M.A., Scott S.A., Kabanov A.N. Selection of Scots pine seedling growth stimulants in extreme conditions of the Northern Kazakhstan steppe zone. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, vol. 611, Article 012039. Available at: <https://iopscience.iop.org/issue/1755-1315/611/1> (accessed 27 October 2022).
9. Kirpotin S.N., Kvasnikova Z.N., Peregon A.M., Hovaly A.O., Potapova S.A., Loginova M.A., Venivitina S.A., Kara-Sal A.M. Landshaftno-ekologicheskii monitoring reprezentativnykh klyuchevykh uchastkov Respubliki Tyva [Landscape and environmental monitoring of representative key areas of the Republic of Tyva]. *Razvitie TuvGU v XXI veke: integratsiya obrazovaniya, nauki i biznesa. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-*

- prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 25-letiyu Tuvinskogo gosudarstvennogo universiteta* [TuvSU development in the XXI century: integration of education, science and business. Materials of the International scientific and Practical conference dedicated to the 25th anniversary of Tuva State University]. Kyzyl, Tuva State University Publ., 2020. pp. 212–215.
10. Kvasnikova Z.N., Hovalyg A.O., Dongak S.O., Dorzhu U.V. Dynamics of agricultural lands as an indicator of biodiversity monitoring in the Republic of Tyva. *Geosfernye issledovaniya*, 2021, no. 2, pp. 77–86. In Rus.
 11. Kvasnikova Z.N., Shits E.S., Kozlova I.V., Hovalyg A.O. Landshaftno-ekologicheskoy monitoring severo-vostochnoy chasti Ubsunurskoy kotloviny (Respublika Tyva) [Landscape and ecological monitoring of the north-eastern part of the Ubsunur basin (Republic of Tyva)]. *Kozybaevskie Chteniya – 2021: Novye podkhody i sovremennye vzglyady na razvitie obrazovaniya i nauki. Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii v 9 t. Izdaetsya po resheniyu Nauchno-tehnicheskogo soveta Severo-Kazhkhstanskogo universiteta im. M. Kozybaeva (protokol № 3 ot 24.11.2021 g.)* [Kozybayev Readings – 2021: New approaches and modern views on the development of education and science. Materials of the international scientific and practical conference in 9 vol. Published by the decision of the Scientific and Technical Council of the North Kazakhstan University named after M. Kozybayev (Protocol No. 3 of 11/24/2021)]. Petropavlovsk, 2021. Vol. 6, pp. 203–207.
 12. Bulygina O.N., Razuvaev V.N., Trofimenko L.T., Shvets N.V. Opisanie massiva dannykh srednemesyachnoy temperatury vozdukh na stantsiyakh Rossii [Description of the data array of the average monthly air temperature at stations in Russia]. *Certificate of state registration of the database*, no. 2014621485. Available at: <http://meteo.ru/data/156-temperature#opisanie-massiva-dannykh> (accessed 14 August 2022).
 13. Lyubtsova E.M. Otsenka eolovykh protsessov v Pribaykalye [Assessment of Aeolian processes in the Baikal region]. *Geografiya i prirodnye resursy*, 1994, no. 4, pp. 19–23.
 14. Mezentsev V.S., Karnatsevich I.V. *Uvlazhnennost Zapadno-Sibirskoy ravniny* [Moisture content of the West Siberian Plain]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1969. 168 p.
 15. Hu Z., Zhang R., Zenkova Z., Wang Y. Wind speed prediction performance based on modal decomposition method. *Conference: Information Technology and Computer Application*. Guangzhou, China, 2020. pp. 736–741. Available at: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9422050> (accessed 14 August 2022).
 16. Hansen B.E. *Econometrics*. Princeton, Princeton University Press, 2022. 1080 p.
 17. Montgomery D.C., Runger G.C. *Applied statistics and probability for engineers*. 7th ed. Hoboken, Wiley, 2018. 720 p.
 18. Kobzar A.I. *Prikladnaya matematicheskaya statistika dlya inzhenerov i nauchnykh rabotnikov* [Applied mathematical statistics for engineers and researchers]. Moscow, FIZMATLIT Publ., 2006. 816 p.
 19. Kozlova I.V. Ekologicheskie aspekty zemlepolzovaniya v Erzinskom rayone respubliky Tyva [Ecological aspects of land use in the Erzinsky district of the Republic of Tyva]. *Ekologiya Rossii i soprodelnykh territoriy. Materialy XXIV Mezhdunarodnoy ekologicheskoy studencheskoy konferentsii* [Ecology of Russia and adjacent Territories. Materials of the XXIV International ecological student conference]. Novosibirsk, IPC NGU Publ., 2022. pp. 40.
 20. Lobova E.V., Ostrovskiy I.M., Khabarov A.V. Ob opredelenii zasushlivosti aridnykh oblastey mira [On the definition of aridity of arid regions of the world]. *Problemy osvoeniya pustyn*, 1977, no. 4, pp. 31–40.
 21. Pankova E.I., Chernousenko G.I. Problema aktivizatsii zasoleniya v pochvakh yuga Vostochnoy Sibiri i Mongolii v svyazi s aridizatsiyey klimata [The problem of activation of salinization in the soils of the South of Eastern Siberia and Mongolia in connection with climate aridization]. *Byulleten Pochvennogo instituta imeni V.V. Dokuchaeva*, 2020, Iss. 101, pp. 19–45.
 22. Chernousenko G.I., Khitrov N.B. Climate change in the saline soil distribution zone of cryoarid regions in the South of Eastern Siberia. *Ekosistemy: ekologiya i dinamika*, 2019, vol. 3, no. 3, pp. 5–57. In Rus.

Received: 15 February 2023.

Reviewed: 20 March 2023.

Information about the authors

Inga V. Kozlova, senior lecturer, National Research Tomsk State University.

Zhanna N. Zenkova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk State University; senior researcher, Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration.

Zoya N. Kvasnikova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk State University.

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА

Шаляпин Денис Валерьевич¹,
shaliapin2015@yandex.ru

Шаляпина Аделя Данияровна¹,
shaljanaad@tyuiu.ru

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность работы заключается в необходимости применения геомеханического моделирования для обоснования возможности вскрытия низконапорных пластов сеноманского комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции промысловыми жидкостями плотностью 0,6 г/см³ и в повышении рентабельности бурения путем строительства скважин малого диаметра.

Цели: сбор необходимой для геомеханического моделирования информации; построение математической модели механических свойств горных пород, слагающих интервал бурения под эксплуатационную колонну; проведение корреляционного анализа расчетных значений и значений, полученных в ходе керновых испытаний; корректировка модели механических свойств на основе опытных данных; определение граничных условий для дестабилизации стенок скважин под воздействием разнонаправленных эффективных напряжений; установление безопасного интервала плотности бурового раствора для вскрытия низконапорных коллекторов; обоснование возможности применения промысловых жидкостей плотностью 0,5–0,8 г/см³; расчет прочностных характеристик крепи скважины с учетом уменьшения ее металлоемкости; проведение экономического обоснования целесообразности применения скважин малого диаметра для разработки месторождения на поздней стадии.

Объекты: облепченные промысловые жидкости, технология бурения на депрессии, скважины малого диаметра.

Методы: геомеханическое моделирование прочностных свойств горных пород, слагающих геологический разрез скважин по добыче низконапорного газа сеноманского яруса; расчет обсадных колонн на прочность на различных этапах эксплуатации.

Результаты. Построена математическая модель упруго-прочностных свойств горных пород интервала бурения под эксплуатационную колонну, определены значения напряжения, при которых начинаются вывалы стенок; обоснована возможность бурения низконапорных скважин с применением буровых растворов с плотностью 0,6 г/см³ с учетом недопущения осыпей и обвалов стенок скважин; подтверждена возможность уменьшения металлоемкости конструкции низконапорных скважин для повышения экономической эффективности бурения.

Ключевые слова:

низконапорный газ, сеноманская залежь, геомеханическое моделирование, облепченные буровые растворы, оптимизация решений.

Введение

Добыча природного газа на севере Тюменской области является одной из стратегических задач по обеспечению экономического развития Российской Федерации. Основные запасы газа сосредоточены в сеноманской толще таких месторождений, как Вынгапуровское, Медвежье, Ямбургское и Уренгойское. Из-за выработки большей части балансовых запасов на текущий момент данные месторождения характеризуются падением пластовых давлений на 70–80 % от начальных значений [1]. Несмотря на складывающуюся ситуацию, объем низконапорного газа зрелых месторождений Западной Сибири находится на уровне триллионов кубометров [2]. По причине высоких капиталовложений по извлечению природного газа при малой пластовой энергии процесс становится нерентабельным, что требует поиска новых технологических решений и оптимизации существующих для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов.

Одним из способов снижения негативного воздействия на пласт является применение пенных буровых растворов, чья плотность может составлять до 0,5 г/см³, что позволяет создавать депрессию [3, 4]. Однако проводка скважины в таких условиях чревата возникнове-

нием осыпей и обвалов ствола. Для снижения рисков возникновения осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок скважины, необходимо проведение дополнительных геомеханических расчетов для определения безопасного диапазона плотности используемого бурового раствора [5, 6]. Построение 1D-геомеханической модели позволит определить прочностные характеристики горных пород во всем разрезе скважины и, как следствие, спрогнозировать наиболее потенциально опасные интервалы [7, 8].

Другой технологией повышения эффективности разработки зрелых месторождений является снижение металлоемкости конструкции скважин путем уменьшения диаметра и количества обсадных колонн [9–11]. Помимо сокращения затрат на обсадные трубы на 30 %, снижается потребный объем тампонажных растворов на 40 %, уменьшается объем буровых растворов на 30 % и сокращается количество выбуренного шлама, что в итоге может способствовать снижению общей стоимости строительства скважины на 25 % [12].

В данной работе с помощью геомеханического моделирования подтверждена возможность применения буровых растворов пониженной плотности для строительства скважин на истощенные объекты се-

номанской залежи. Проведены расчеты по обоснованию уменьшения диаметров обсадных колонн для добычи низконапорного газа.

Объект и методы исследования

Технология бурения на депрессии требует повышенного внимания к целостности ствола скважины, поскольку создаваемый перепад давлений может превысить скелетные напряжения, что спровоцирует появление осыпей и обвалов стенок скважин. По этой причине первым объектом исследования является применение геомеханического моделирования для решения задачи по обоснованию возможности бурения низконапорных скважин на депрессии.

Расчет устойчивости стенок скважин производился на основе методики, предложенной Марком Зобаком [13]. Основой для геомеханического моделирования является рассчитанная модель механических свойств, давлений и напряжений, чьи значения коррелируются с натурными данными, получаемыми в процессе бурения, проведения гидроразрыва пласта (ГРП) и исследования керна. На основании установленных величин прочностных параметров горных пород определяется безопасный интервал плотности бурового раствора для поддержания целостности стенок скважины.

На первом этапе собирается необходимая геофизическая информация по месторождению с залеганием сеноманских низконапорных отложений на завершающей стадии их разработки: плотностной и акустический каротажи, данные мини-ГРП, кавернометрия, и производится литологическое расчленение согласно упруго-прочностным и физическим свойствам горных пород.

На втором этапе, основываясь на эмпирических и теоретических зависимостях, представленных в работе [14], рассчитываются основные динамические ($E_{дин}$) и статические ($E_{стат}$) прочностные характеристики горных пород. К динамическим характеристикам горных пород относятся коэффициент Пуассона ($\nu_{дин}$), динамический модуль Юнга, модуль объемного сжатия, модуль сдвига, которые определяют реакцию образца горной породы на кратковременные нагрузки без кардинального изменения формы, находящейся в пределах упругой деформации породы. Для расчета динамических свойств используются акустические данные и данные плотности. Формула для определения величины динамического модуля Юнга:

$$E_{дин} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)},$$

где V_p – продольная звуковая волна (км/с), V_s – поперечная звуковая волна (км/с), ρ – плотность горной породы (кг/м³).

Динамический коэффициент Пуассона:

$$\nu_{дин} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)},$$

где V_p – продольная звуковая волна (км/с), V_s – поперечная звуковая волна (км/с).

На основе полученных значений динамических упруго-прочностных параметров определяются такие

статические свойства горных пород, как статические модули Юнга, сдвига, объемного сжатия, статический коэффициент Пуассона, предел прочности на сжатие, предел прочности на разрыв, угол внутреннего трения. Данные прочностные показатели характеризуют реакцию пород на долговременную нагрузку, при которых величина деформации значительно больше, чем при воздействии акустических волн.

В случае, когда лабораторные керновые исследования не проводились, используются опытные зависимости, полученные для различных регионов бурения. Для определения статического модуля Юнга ($E_{стат}$) песчано-глинистых пород использовалась корреляция Дж. Фуллера, для определения предела прочности при одноосном сжатии (UCS) использовалась эмпирическая формула Хорсруда:

$$E_{стат} = 0,032 * E_{дин}^{1,632},$$

где $E_{дин}$ – динамический модуль Юнга (ГПа).

$$UCS = 0,77V_p^{2,93},$$

где V_p – продольная звуковая волна (км/с).

Согласно опыту построения геомеханических моделей на основе аналитических зависимостей, статический коэффициент Пуассона ($\nu_{стат}$) принимался равным динамическому коэффициенту Пуассона ($\nu_{дин}$) по всему разрезу. Модуль сдвига ($G_{стат}$) и модуль объемного сжатия ($K_{стат}$) рассчитывались через статический модуль Юнга и статический коэффициент Пуассона:

$$G_{стат} = \frac{E_{стат}}{2(1+\nu_{стат})},$$

$$K_{стат} = \frac{E_{стат}}{3(1-2\nu_{стат})},$$

где $E_{стат}$ – статический модуль Юнга (ГПа); $\nu_{стат}$ – статический коэффициент Пуассона.

Предел прочности на разрыв принимается равным 10 % предела прочности при одноосном сжатии, согласно информации, представленной в [13]. Определение угла внутреннего трения позволяет вычислить плоскость разрушения при воздействии направленных нагрузок. По причине отсутствия натурных экспериментов на керновом материале расчет угла производится на основе гамма-каротажа по формуле М. Лала:

$$FANG = \arcsin \frac{(V_p - 1000)}{(V_p + 1000)},$$

где V_p – продольная звуковая волна (км/с).

На заключительном этапе определяют прочностные показатели горных пород, от величины и направленности которых зависит целостность стенок скважины. Для определения максимальных и минимальных эффективных и главных напряжений сначала рассчитывается вертикальное напряжение:

$$S_v = g \int_0^z \rho(z) dz,$$

где g – ускорение свободного падения (м/с²); ρ – плотность горных пород, (кг/м³).

Далее рассчитываются максимальные (S_{Hmax}) и минимальные (S_{Hmin}) напряжения, действующие на ствол скважины:

$$S_{hmin} = \frac{v}{1-v} S_v - \frac{v}{1-v} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_h + \frac{vE}{1-v^2} \varepsilon_H,$$

$$S_{Hmax} = \frac{v}{1-v} S_v - \frac{v}{1-v} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_H + \frac{vE}{1-v^2} \varepsilon_h,$$

где α – коэффициент Био; ε_h – деформация в направлении минимального горизонтального напряжения; ε_H – деформация в направлении максимального горизонтального напряжения.

На следующем этапе производится расчет разнонаправленных эффективных напряжений, возникающих под воздействием изменения термобарических условий. На стенки скважины действует кольцевое, радиальное и осевое напряжения (рис. 1). Они зависят от горизонтальных напряжений, порового давления, давления бурового раствора, степени охлаждения, пространственной ориентации ствола (зенитный угол и азимут), а также рассматриваемого направления.

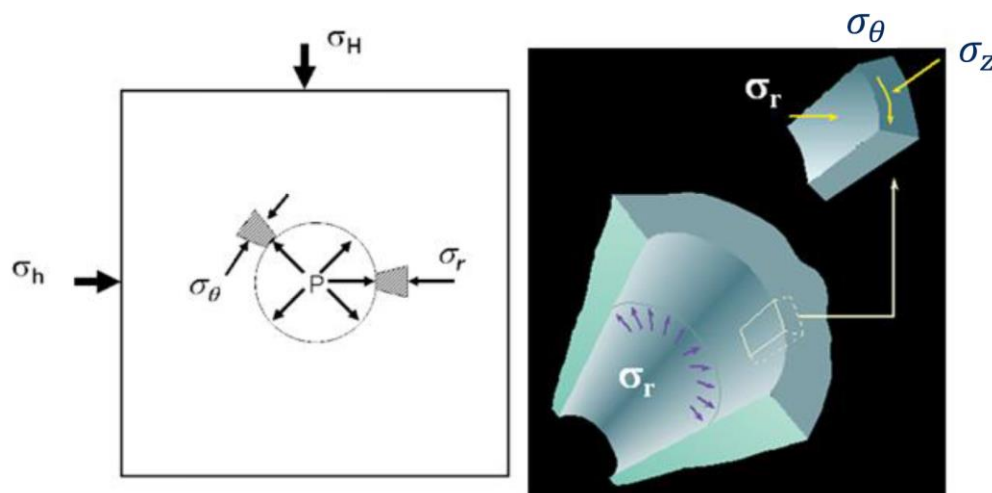


Рис. 1. Ориентация напряжений на стенке скважины (P – забойное давление; σ_H – максимальное эффективное напряжение; σ_h – минимальное эффективное напряжение; σ_r – радиальное напряжение; σ_z – осевое напряжение; σ_θ – кольцевое напряжение; $\tau_{r\theta}$ – сдвиговое напряжение)

Fig. 1. Orientation of stresses on the borehole wall (P – downhole pressure; σ_H – maximum effective stress; σ_h – minimum effective stress; σ_r – radial stress; σ_z – axial stress; σ_θ – annular stress; $\tau_{r\theta}$ – shear stress)

Дополнительно выполняется сопоставление величин эффективных напряжений и прочности на одноосное сжатие в зависимости от направления азимутального угла. В случае превышения значения предела прочности при одноосном сжатии на стенках скважины образуются вывалы, что влечет возникновение аварийно-опасных ситуаций. Данный расчет позволяет определить наиболее безопасное направление бурения скважины с учетом выбранной плотности промывочной жидкости.

Методика оптимизации конструкции скважины

Согласно экономическим расчетам, около 50 % капиталовложений в обустройство месторождений приходится на бурение скважин [15]. Поэтому снижение стоимости строительства скважин на зрелых газовых месторождениях является актуальным объектом исследования. Наиболее целесообразным и технологически выполнимым способом является строительство скважин малого диаметра. Методика оптимизации конструкции скважины основывается на определении

На завершающем этапе производится определение граничных условий для образования трещин и вывалов. Для месторождений, чье пластовое давление значительно ниже первоначальных естественных значений, целесообразно находить только напряжения, превышение которых повлечет образование вывалов:

$$S_{Hmax} = \frac{(C_{eff} + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{hmin}(1 + 2\cos 2\theta)}{1 - 2\cos 2\theta},$$

где ΔP – разница между давлениями бурового раствора (P_{mw}) и пластового флюида (PP), Па; $\sigma^{\Delta T}$ – изменение напряжения, связанное с охлаждением околоскважинного пространства, Па; T_0 – прочность породы на растяжение, Па; C_{eff} – эффективная прочность породы на сжатие в условиях действия обжимного давления, Па; w – ширина вывала, рад.

предельных прочностных свойствах обсадных труб на разных стадиях работы скважины, основные формулы для расчета взяты из Инструкции [16].

Результаты и обсуждение

Обоснование снижения плотности бурового раствора

Перед проведением 1D-геомеханического моделирования был собран ряд геофизических данных. Поскольку зрелые газовые месторождения Западной Сибири характеризуются плотной сеткой разработки, насчитывающей более 1500 скважин, качество входящей информации для построения модели было высоким. Это позволило найти скважину-кандидата, в которой был проведен весь комплекс необходимых геофизических исследований ниже кондуктора и до ее забоя (рис. 2).

Далее были рассчитаны упруго-прочностные (динамические и статические) механические свойства горных пород: динамические и статические модули Юнга, коэффициенты Пуассона, модули объемного сжатия, модули сдвига (рис. 3, 4). Статический коэф-

фициент Пуассона принимался равным динамическому коэффициенту Пуассона по всему разрезу. Равенство двух параметров объясняется отсутствием испытаний кернового материала. Угол внутреннего трения, наряду с другими механическими характеристиками породы, является одним из ключевых пара-

метров при моделировании устойчивости ствола скважины. Ввиду отсутствия результатов по определению угла внутреннего трения на керне на данном этапе работ угол внутреннего трения был рассчитан, основываясь на данных гамма-каротажа для песчано-глинистого горно-геологического разреза.

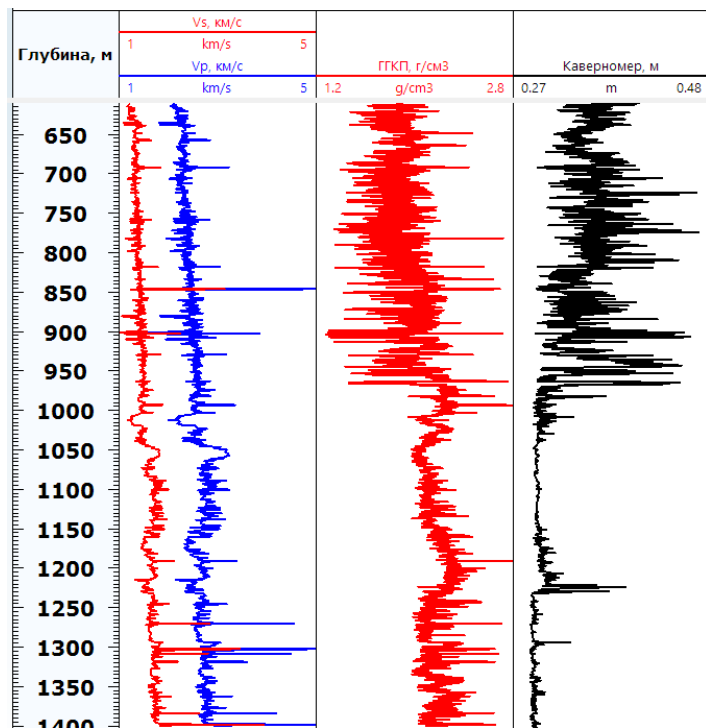


Рис. 2. Результаты геофизических исследований скважины-кандидата

Fig. 2. Results of geophysical studies of the candidate well

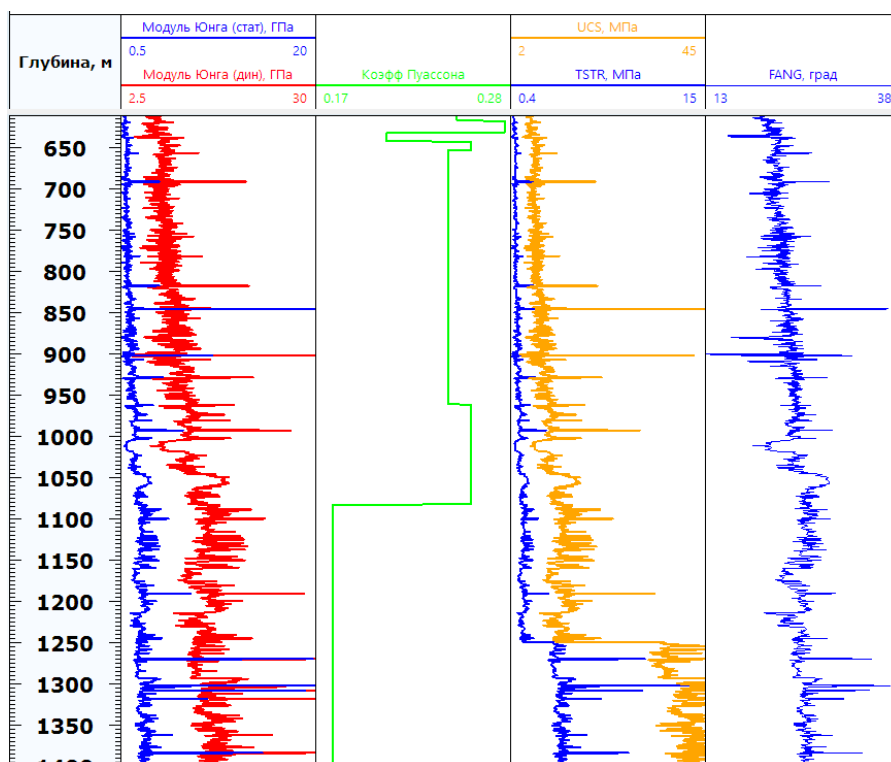


Рис. 3. Статические и динамические упруго-прочностные свойства горных пород

Fig. 3. Static and dynamic elastic-strength properties of rocks

После расчета упруго-прочностных свойств показателей были проанализированы основные напряжения, действующие на ствол скважины в процессе бурения: вертикальное, радиальное, кольцевое, сдвиговое, мак-

симальное и минимальное напряжения (рис. 4). Определены границы значений напряжений для образования трещин растяжения и вывалов. Значение пластового давления Покурской свиты 4 МПа [17].

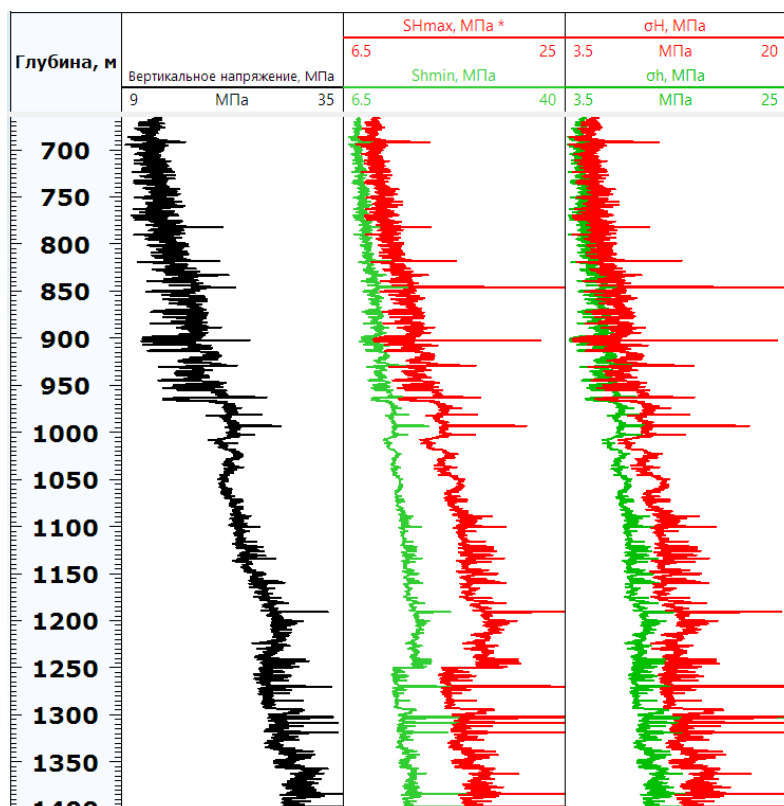
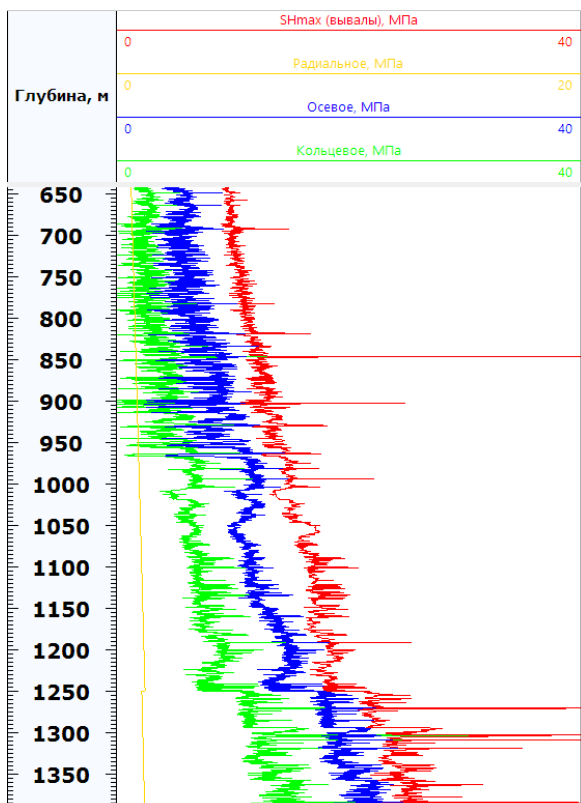


Рис. 4. Распределение главных и эффективных напряжений по глубине скважины

Fig. 4. Distribution of the main and effective stresses by depth of the well



Для облегчения транслирования предлагаемого подхода по оптимизации технологии бурения скважин на месторождениях на завершающей стадии разработки данная задача была решена для вертикальной скважины, в которой максимальный стресс совпадает с азимутальным углом, равным 0°. Плотность бурового раствора была принята 1,1 г/см³ от башмака кондуктора до пласта-коллектора и 0,6 г/см³ от кровли пласта до забоя скважины (рис. 5).

Суть интерпретации информации рис. 5 заключается в сравнении создаваемых эффективных напряжений на стенках скважины и напряжений, необходимых для начала потери устойчивости ствола скважины. Исходя из прочностных характеристик горных пород, расчеты которых коррелируют с данными фундаментальной работы [18], установлена минимально допустимая плотность бурового раствора, равная 0,6 г/см³.

Рис. 5. Сопоставление эффективных напряжений и напряжения начала вывалов горной породы в ствол скважины

Fig. 5. Comparison of effective stresses and stress of the beginning of rock falls into the borehole

Дополнительно был построен график зависимости эффективных напряжений от азимутального угла для пласта-коллектора. Создаваемые напряжения при плотности бурового раствора $0,6 \text{ г/см}^3$ не превышают прочность горной породы на одноосное сжатие при любом направлении ствола скважины (рис. 6). Необ-

ходимо отметить, что значение UCS, полученное аналитическим методом, коррелирует с результатами исследований кернового материала, полученными из подобных коллекторов, сложенных песчаником с пористостью 30–35 %.

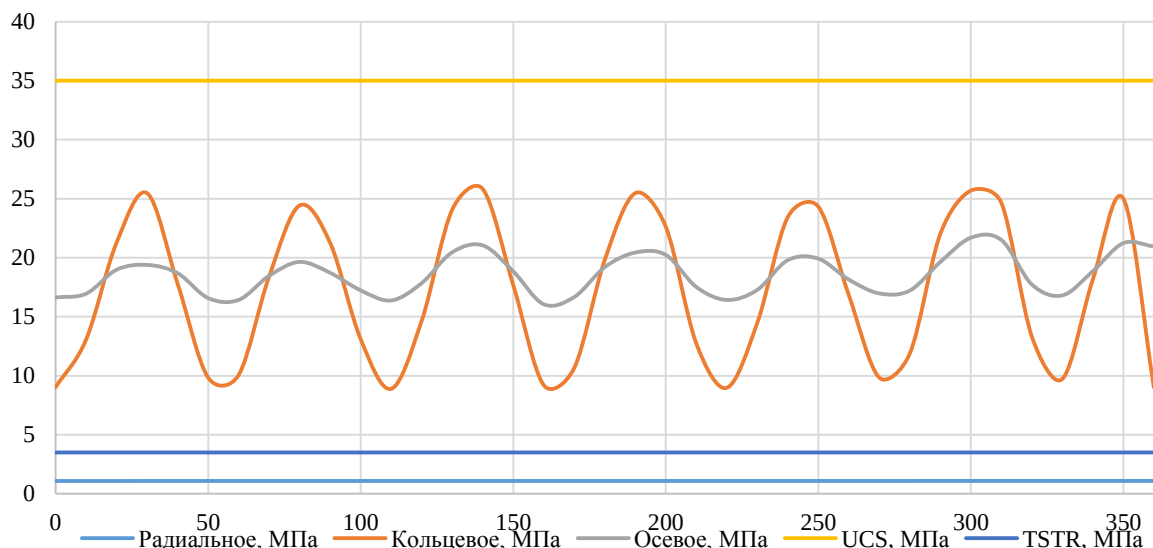


Рис. 6. Распределение эффективных напряжений на стенке скважины

Fig. 6. Distribution of yield stresses on the well's wall

Таблица. Результаты оптимизации конструкции скважины

Table. Results of well design optimization

Тип колонны Type of column	Глубина по вертикали, м True vertical depth, m	Наружный диаметр колонны, мм Outer column diameter, mm	Стоимость, м/р. Cost, m/rub	Общая стоимость, тыс. р. Total cost, thousand rub
Базовая конструкция/Basic construction				
Направление/Conductor	105	426	6040	5645
Кондуктор/Surface casing	570	324	3511	
Эксплуатационная колонна Production casing	1400	219	2150	
Предлагаемая конструкция/Proposed construction				
Направление/Conductor	50	299	5244	2925
Кондуктор/Surface casing	328	245	2425	
Эксплуатационная колонна Production casing	1400	168	1334	

Таким образом, на основе построенной модели доказана возможность безопасного использования облегченных пенных буровых растворов для вскрытия коллекторов, содержащих низконапорный газ.

Оптимизация конструкции скважины

На основании информации, представленной в работе [19], средний дебит газовых скважин зрелых месторождений, разрабатывающих сеноманскую залежь, на данный момент находится в диапазоне 5–60 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, что значительно ниже средних изначальных значений в 1 млн $\text{м}^3/\text{сут}$ [20], что требует пересмотра конструкции скважины для снижения ее металлоем-

кости. С этой целью в специализированном программном продукте «Бурсофтпроект» были выполнены расчеты по обоснованию возможности уменьшения диаметров обсадных колонн с учетом плотности бурового раствора $0,6 \text{ г/см}^3$. Результаты вычислений представлены в таблице.

На основании данных, приведенных в таблице, уменьшение типоразмеров обсадных колонн позволяет сократить затраты на конструкцию скважины на 48 %, или на 2,72 млн р. Кроме экономической выгоды от применения малых диаметров обсадных колонн, возможно сокращение сроков бурения и освоения скважин, увеличения дебита в случае применения лифтовых колонн диаметром 102–146 мм [20].

Заключение

Оптимизация различных технологических решений по строительству скважин на зрелых газовых месторождениях на сегодняшний день является приоритетной задачей, поскольку, несмотря на высокую выработку сеноманской залежи, в недрах еще сосредоточено порядка 20 % природного газа, доступного к добыче.

Наиболее эффективным методом увеличения коэффициента извлечения газа является бурение новых скважин. Однако в условиях сниженных фильтрационно-емкостных свойств необходимо свести к минимуму воздействие на пласт бурового раствора. Для этого в данной работе обоснована возможность безопасного применения облегченных промывочных жидкостей плотностью до $0,6 \text{ г/см}^3$, что позволяет создавать депрессию на газовые коллекторы с градиентом пластового давления до $0,4 \text{ МПа/100 м}$.

Другим способом оптимизации технологии строительства скважин является уменьшение типоразмеров обсадных колонн с учетом актуальных данных по пластовому давлению и дебиту. В результате проведения расчетов установлено, что уменьшение металлоемкости конструкции скважины ведет к сокращению затрат на закупку обсадных колонн на 48 %, или на 2,72 млн р., и способствует снижению сроков бурения, освоения и увеличению дебита в случае применения лифтовых колонн диаметром 102–146 мм.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ваганов Ю.В., Овчинников В.П. Технология освоения переходной зоны Сеноманской газовой залежи // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 56–60.
2. Авиленко К.В. ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ // Neftegas.RU. – 2020. – № 3 (99). – С. 80–86.
3. Шаляпин Д.В., Шаляпина А.Д. Оптимизация технологии бурения на сбалансированном давлении с использованием аэрированных буровых растворов для вскрытия газовых коллекторов с низким пластовым давлением // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 147–156.
4. Weatherl M.H. Technology focus: drilling automation and innovation // J Pet Technol. – 2022. – V. 74 (02). – P. 51–52.
5. Исследование геомеханических свойств пород со слоями пониженной прочности и расчет устойчивости стенок скважин / М.М. Алиев, З.Ф. Исмагилова, И.В. Валиуллин, Е.А. Созонтова, А.М. Гимранов // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20. – № 2. – С. 18–26.
6. A hybrid embedded discrete fracture model and dual-porosity, dual-permeability workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies / М.-Н. Hui, B. Mallison, S. Thomas, P. Muron, M. Rousset, E. Earnest, T. Playton, H. Vo, C. Jensen // SPE Res Eval & Eng. – 2023. – V. 23. – № 03. – P. 888–904.
7. Study on 4D geomechanical application in fault sealing capacity evaluation of underground gas storage / Y. Luo, L. Li, Y. Zhou, L. Li, Y. Zhao, H. Wei, Q. Liu, X. Liu, X. Huang, T. Singjaroen // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – Bangkok, Thailand, 2022.
8. Sgher M.E., Aminian K., Ameri S. Evaluation of stresses alteration on the productivity of Marcellus shale horizontal well // SPE Western Regional Meeting. – Bakersfield, California, USA, 2022.
9. Применение скважин малого диаметра для повышения рентабельности добычи остаточных извлекаемых запасов / И.Ю. Коровин, Г.Г. Гилаев, М.Е. Коваль, С.А. Бутузов, С.В. Богаткин, В.Е. Фомичев // Бурение и нефть. – 2022. – № 11. – С. 24–27.
10. History, disruptors and future of changing well construction business models / J. de Wardt, R. Wylie, M. Laing, M. Isbell, K. Slusarchuk, A. Groette, S. Boone // IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition. – Galveston, Texas, USA, 2022.
11. Ruzhnikov A., Echevarria E., Phan C.K. Digitalization and automation of the planning and execution of well construction process // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – Bangkok, Thailand, 2022.
12. Decreasing well construction costs for mature fields in the Recôncavo basin / L. Prado, J.A. Rosales, J. Finney, T. Venuto, M. Hupp, F. Camara // Offshore Technology Conference. – Rio de Janeiro, Brazil, 2019.
13. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 480 с.
14. A novel use of digital technologies for more effective multi-party well planning and execution / M.R. Isbell, M.R. Manocha, B.R. Mangold, M.L. Laing, S. Boone, P. Annaiyappa // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. Virtual. – 2021.
15. Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н. Обоснование удельных нормативов капитальных затрат при оценке эффективности разработки нефтегазовых месторождений // Neftegas.RU. – 2022. – № 8 (128). – С. 90–94.
16. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: АОТ «ВНИИТнефть», 1997. – 195 с.
17. Зубков М.Ю. Генезис сеноманских залежей газа (Ямало-Ненецкий автономный округ) // Геология нефти и газа. – 2022. – Т. 329. – № 5. – С. 71–87.
18. Chan A.W., Zoback M.D. The role of hydrocarbon production on land subsidence and fault reactivation in the Louisiana coastal zone // Journal of Coastal Research. – 2007. – № 233. – P. 771–786.
19. Рагимов Т.Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин Уренгойского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 6 (330). – С. 33–38.
20. Рагимов Т.Т., Юшин Е.С. Имитация работы газовой скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, оборудованной концентрической лифтовой колонной, без управляющего комплекса // Территория нефтегаз. – 2020. – № 5–6. – С. 70–78.

Поступила: 22.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 03.03.2023 г.

Информация об авторах

Шаляпин Д.В., младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, аспирант Тюменского индустриального университета.

Шаляпина А.Д., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, аспирант Тюменского индустриального университета.

UDC 622.276

OPTIMIZATION OF TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR THE CONSTRUCTION OF WELLS FOR LOW-PRESSURE GAS PRODUCTION

Denis V. Shalyapin¹,
shaliapin2015@yandex.ru

Adelya D. Shalyapina¹,
shaljanaad@tyuiu.ru

¹ Industrial University of Tyumen,
70, Melnikayte street, Tyumen, 625048, Russia.

The relevance of the research is caused by the necessity to apply the geomechanical modeling to substantiate the possibility for exploitation of low-pressure layers of the Cenomanian complex of the West Siberian oil and gas province with drilling liquids with density of 0,6 g/cm³ and to increase the profitability of drilling by constructing small-diameter wells.

The main aims: collection of information necessary for geomechanical modeling; construction of a mathematical model of the mechanical properties of rocks composing the drilling interval for the production string; correlation analysis of calculated values and values obtained during core tests; correction of the model of mechanical properties based on experimental data; determination of boundary conditions for destabilization of the walls of wells under the influence of multidirectional effective stresses; establishing a safe interval of drilling mud density for exploitation low-pressure reservoirs; justification of the possibility of using washing liquids with density of 0,5–0,8 g/cm³; calculation of the strength characteristics of the well support, taking into account the reduction of its metal consumption; conducting economic justification of the feasibility of using small-diameter wells for field development at a late stage.

Objects: lightweight drilling fluids, depression drilling technology, small-diameter wells.

Methods: geomechanical modeling of the strength properties of rocks composing the geological section of wells for the production of low-pressure gas of the Cenomanian deposit; calculation of casing strings for strength at various stages of operation.

Results. The authors have constructed the mathematical model of the elastic-strength properties of rocks of the drilling interval for the production string and determined the stress values at which the walls begin to fall out. They substantiated the possibility of drilling low-pressure wells using drilling fluids with density of 0,6 g/cm³, taking into account the prevention of fallings and collapses of the walls of wells and proved the possibility of reducing the metal consumption of the design of low-pressure wells to increase economic efficiency of drilling.

Key words:

low-pressure gas, Cenomanian deposit, geomechanical modeling, lightweight drilling fluids, optimization of technological solutions.

The article was prepared as part of the implementation of the state task in the field of science for carrying out scientific projects of laboratories of educational institutions of higher education subordinate to the Ministry of Education and Science of the Russian Federation under the project «Low-pressure gas production technologies of the Cenomanian productive Complex» (no. FEWN-2020-0013, 2020–2023). The study was carried out using the equipment of the Center for Advanced Research and Innovative Developments of Industrial University of Tyumen.

REFERENCES

- Vaganov Yu.V., Ovchinnikov V.P. Technology for the development of Cenomanian gas deposit transition zone. *Drilling and oil*, 2021, no. 4, pp. 56–60. In Rus.
- Avilenko K.V. ENERGAZ: opyt podgotovki i komprimirovaniya nizkonapornogo PNG [ENERGAZ: experience in preparation and compression of low-pressure APG]. *Neftegas.RU*, 2020, no. 3 (99), pp. 80–86.
- Shalyapin D.V., Shalyapina A.D. Optimization of pressurized mudcap drilling technology using aerated drilling fluids for formation exposing in low pressure gas reservoir. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 147–156. In Rus.
- Weatherl M.H. Technology focus: drilling automation and innovation. *J Pet Technol*, 2022, vol. 74 (02), pp. 51–52.
- Aliev M.M., Ismagilova Z.F., Valiullin I.V., Sozontova E.A., Gimranov A.M. Research of geomechanical properties of rocks layers with reduced strength and calculation of well borehole stability. *Petroleum engineering*, 2022, vol. 20, no. 2, pp. 18–26. In Rus.
- Hui M.-H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Jensen C. A hybrid embedded discrete fracture model and dual-porosity, dual-permeability workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE Res Eval & Eng*, 2023, vol. 26, no. 03, pp. 888–904.
- Luo Y., Li L., Zhou Y., Li L., Zhao Y., Wei H., Liu Q., Liu X., Huang X., Singjaroen T. Study on 4D geomechanical application in fault sealing capacity evaluation of underground gas storage. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Bangkok, Thailand, 2022.
- Sgher M.E., Aminian K., Ameri S. Evaluation of stresses alteration on the productivity of Marcellus shale horizontal well. *SPE Western Regional Meeting*. Bakersfield, California, USA, 2022.
- Korovin I.Yu., Gilaev G.G., Koval M.E., Butuzov S.A., Bogatkin S.V., Fomichev V.E. The use of small diameter wells to increase the profitability of the extraction of residual recoverable reserves. *Drilling and oil*, 2022, no. 11, pp. 24–27. In Rus.
- De Wardt J., Wylie R., Laing M., Isbell M., Slusarchuk K., Groette A., Boone S. History, disruptors and future of changing well construction business models. *IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition*. Galveston, Texas, USA, 2022.
- Ruzhnikov A., Echevarria E., Phan C.K. Digitalization and automation of the planning and execution of well construction process. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Bangkok, Thailand, 2022.
- Prado L., Rosales J.A., Finney J., Venuto T., Hupp M., Camara F. Decreasing well construction costs for Mature fields in the Recôncavo basin. *Offshore technology conference*. Rio de Janeiro, Brazil, 2019.
- Zobak M.D. *Geomekhanika neftyanykh zalezhei* [Geomechanics of oil deposits]. Moscow, Izhevsk, Computer Research Institute Publ., 2018. 480 p.
- Isbell M.R., Manocha M.R., Mangold B.R., Laing M.L., Boone S., Annaiyappa P. A novel use of digital technologies for more effective

- tive multi-party well planning and execution. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition*. Virtual. 2021.
15. Bogatkina Yu.G., Sardanashvili O.N. Obosnovanie udelnykh normativov kapitalnykh zatrat pri otsenke effektivnosti razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy [Substantiation of specific capital expenditure standards in assessing the efficiency of oil and gas field development]. *Neftegas.RU*, 2022, no. 8 (198), pp. 90–94.
 16. *Instruktsiya po raschetu obsadnykh kolonn dlya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Instructions for calculating casing strings for oil and gas wells]. Moscow, AOOT VNIITneft Publ., 1997. 195 p.
 17. Zubkov M.Yu. Genesis of Cenomanian gas reservoirs (Yamal-Nenets autonomous district). *Geologiya nefi i gaza*, 2022, no. 5, pp. 71–87. In Rus.
 18. Chan A.W., Zoback M.D. The role of hydrocarbon production on land subsidence and fault reactivation in the Louisiana coastal zone. *Journal of Coastal Research*, 2007, no. 233, pp. 771–786.
 19. Ragimov T.T. Technologies of a self-killing wells operation in the Urengoy field. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2020, vol. 6, no. 330, pp. 33–38. In Rus.
 20. Ragimov T.T., Yushin E.S. Simulation of the operation of a gas well of the urengoy oil and gas condensate field equipped with a concentric lift column without a control complex. *Oil and gas territory*, 2020, № 5–6, pp. 70–78. In Rus.

Received: 22 February 2023.

Reviewed: 3 March 2023.

Information about the authors

Denis V. Shalyapin, junior researcher, postgraduate student, Industrial University of Tyumen.

Adelya D. Shalyapina, assistant, junior researcher, postgraduate student, Industrial University of Tyumen.

УДК 550.8.053

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НИЗКИМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ

Томский Кирилл Олегович¹,
kirilltom@mail.ru

Никитин Егор Дмитриевич¹,
egornd1998@gmail.com

Иванова Мария Сергеевна¹,
ims.06@mail.ru

¹ Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова,
Россия, 678174, г. Мирный, ул. Ойунского, 14.

Актуальность исследования обусловлена осложнениями, возникающими при разработке газоконденсатных месторождений на истощение со сложными термобарическими условиями, связанными с процессами выпадения большого количества ретроградного газового конденсата в поровом пространстве пласта, а особенно вблизи добывающих скважин из-за падения пластового давления, что в конечном итоге может снизить производительность скважин в два и более раз. В настоящее время в связи с развитием технологий строительство горизонтальных скважин стало традиционным методом увеличения газоконденсатоотдачи, при котором за счет повышения эффективной площади дренирования скважины существенно уменьшаются значения депрессии при тех же отборах газа или выше в сравнении с вертикальными, что должно также снизить негативное влияние эффекта «конденсатной банки» при рентабельном соотношении коэффициента извлечения газа к коэффициенту извлечения конденсата. В связи с этим актуальным становится вопрос исследования эффективности применения технологии горизонтальных скважин на «сложных» месторождениях с начальным пластовым давлением, близким или равным давлению начала конденсации с высокой степенью неоднородности, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и малой мощностью.

Цель: оценка технологий эксплуатации газоконденсатных месторождений вертикальными и горизонтальными скважинами при различных технологических режимах эксплуатации скважин на конечную газо- и конденсатоотдачу, а также изучение характера выпадения конденсата в поровом пространстве в условиях нефтегазоконденсатного месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Объекты. Пласт БУ¹⁻² характеризуется высоким содержанием тяжелых углеводородов в составе пластового газа, которые начинают выпадать сразу же после начала эксплуатации объекта. Пласт имеет общую толщину от 22 до 57 м, и при этом объем газонасыщенных пород составляет 5463585 тыс. м³, а начальные запасы сухого газа – 130064 млн м³.

Методы: геологическое и гидродинамическое моделирование на программном продукте T-Навигатор (Rock Flow Dynamics).

Результаты. Было установлено, что горизонтальная скважина с длиной перфорированного горизонтального участка 1400 м способна добывать столько же газа, сколько три вертикальные при кратных меньших значениях депрессий, однако из-за большего контура дренирования конденсат выпадает по большему объёму пласта с насыщенностью ниже «критической» и поэтому весь выпавший конденсат становится неподвижным, препятствуя газу фильтроваться к забою скважины и снижая общий коэффициент извлечения газа/коэффициент извлечения конденсата. Также выявлено, что вертикальные скважины при данных начальных условиях обеспечивают большую добычу конденсата по сравнению с горизонтальными скважинами и при этом конденсата добывается больше при уменьшении депрессии на пласт.

Ключевые слова:

газоконденсатные месторождения, горизонтальные скважины, вертикальные скважины, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата, фильтрационно-емкостные свойства.

Введение

Разработка газоконденсатных месторождений со сложными термобарическими условиями на истощение зачастую осложняется процессами выпадения большого количества ретроградного газового конденсата в поровом пространстве пласта, а особенно вблизи добывающих скважин из-за падения пластового давления, что в конечном итоге может снизить производительность скважин в два и более раз. Данный процесс помимо значительных потерь самого конденсата из попутного газа приводит к образованию «конденсатной банки», которая в свою очередь снижает проницаемость по газу и в результате снижается об-

щая выработка запасов залежи как газа, так и конденсата [1, 2]. Подобные примеры осложнений, связанных с образованием «конденсатных банок» подробно описаны в статьях [3, 4]. В настоящее время в связи с развитием технологий строительство горизонтальных скважин стало традиционным методом увеличения газоконденсатоотдачи, где за счет повышения эффективной площади дренирования скважины существенно уменьшаются значения депрессии при тех же отборах газа или выше в сравнении с вертикальными, что должно также снизить возникновение «конденсатной банки» при рентабельном соотношении коэффициента извлечения газа (КИГ) к коэффициенту извлечения конденсата (КИК).

Поэтому представляется интересным проанализировать применение технологии горизонтальных скважин на «сложных» месторождениях с начальным пластовым давлением, близким или равным давлению начала конденсации с высокой степенью неоднородности, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и малой мощностью на примере нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на границах Уренгойского месторождения. Изучаемый пласт БУ₈¹⁻² характеризуется высоким содержанием тяжелых углеводородов в составе пластового газа, которые начинают выпадать сразу же после начала эксплуатации объекта. Пласт имеет общую толщину от 22 до 57 м, и при этом объем газонасыщенных пород составляет 5463585 тыс. м³, а начальные запасы сухого газа – 130064 млн м³.

Проблема выпадения конденсата в поровом пространстве пласта

Когда давление в газоконденсатной залежи в процессе разработки падает ниже точки росы, происходит ретроградная конденсация высококипящих углеводородов с выпадением части из них в жидкую фазу. Образовавшаяся в результате конденсации углеводородная жидкость удерживается гравитационными и капиллярными силами или остается в пласте из-за низкой фазовой проницаемости для жидкости [5, 6]. Поток добываемого газа становится беднее по содержанию тяжелых углеводородов (падает потенциальное содержание конденсата в газе). В результате коэффициент извлечения газового конденсата, содержащего основную часть тяжелых компонентов, в таком случае составляет не более 30–40 % от начальных запасов [7]. Механизм данного осложнения связан с эффектами капиллярного защемления или улавливания жидкой фазы газоконденсата в породоколлекторе. Выпадение конденсата из газа происходит в поровом пространстве околоскважинной зоны пласта, в результате возникает капиллярное давление (обусловленное появлением второй, несмешиваемой фазы, которая имеет конечное поверхностное натяжение между жидкой и газовой фазой). Это капиллярное давление удерживает отдельные капли конденсата в центральной части порового пространства и не позволяет им двигаться, пока насыщенность конденсатом не вырастет до точки, начиная с которой отдельные капли сконденсированной углеводородной жидкости могут объединяться и формировать непрерывную конденсатную плёнку в поровом пространстве. Как только это случается, жидкая фаза приобретает фазовую проницаемость и может течь как отдельная фаза в пласте. Значение насыщенности конденсатом, которое должно быть достигнуто для того, чтобы фаза стала подвижной, обычно называется «критической» насыщенностью конденсатом. Её значение может варьироваться от 1 % в высокопроницаемых коллекторах до 40 % в породах с худшими фильтрационно-емкостными свойствами [8]. В работе [9] экспериментально на физических моделях пористой среды было доказано, что двухфазная фильтрация с частичным выносом конденсата из пористой

среды начинается по достижению порога подвижности, равной $S_{kr} \geq 36,6$ %, в диапазоне проницаемости, равной $17 \leq k \leq 1370$ мД. В целом улавливание конденсата более выражено в средах с проницаемостью менее 100 мД. Также отмечается, что уже после насыщения пористой среды конденсатом выше на 20 % фазовая проницаемость по газу начинает резко снижаться.

В работе [10] О. Fevang путем численного моделирования было установлено, что процесс движения потока углеводородной жидкости к забою вертикальной скважины с выпадением конденсата в призабойной зоне пласта условно можно разделить на три области: 1 – область призабойной зоны скважины (в ней подвижны две фазы: жидкая (конденсат) и газообразная (газ); 2 – область, в которой происходит выпадение конденсата (жидкая фаза неподвижна, газовая фаза подвижна); 3 – область, удаленная от призабойной зоны пласта (содержит только однофазный поток газа, содержание конденсата равно нулю). В работе [11] был проведен численный анализ испытаний горизонтальных скважин в упрощенной модели газоконденсатного коллектора, и было обнаружено, что поведение и реакция давления горизонтальной скважины схожи с теми, что были получены при изучении вертикальных скважин в работе [12]. Также по аналогии с вертикальными скважинами были выделены три области потока пластового флюида к забою горизонтальной скважины: 1 – насыщение жидкостью в этом регионе увеличивается, что обуславливает течение газоконденсата к стволу горизонтальной скважины не только в газовой, но и в жидкой фазе; 2 – область накопления конденсата, в которой углеводородная жидкость не является подвижной; 3 – процессы конденсации не происходят. Кроме того, было показано, что просадка давления для горизонтальной скважины намного меньше, чем для вертикальной [13]. Поэтому давление на забое горизонтальной скважины достигнет давления точки росы за более длительное время по сравнению с вертикальной и наклонной скважиной, что положительно скажется на эффективности разработки месторождения в условиях интенсивного выпадения газового конденсата.

Состав и свойства модели пластового флюида

На объекте анализа выполнен комплекс промысловых исследований для оценки газоконденсатных параметров. В процессе промысловых исследований производился одновременный отбор проб сырого конденсата и газа сепарации для проведения лабораторных исследований, которые включали определение состава пластового газа и расчет потенциального содержания в нем этана, пропана, бутанов, пентанов и более высококипящих компонентов пластового газа (стабильного конденсата), расчета критических параметров пластового газа и конденсата, а также изучение физико-химической характеристики конденсата и исследование газоконденсатной системы с целью определения давления начала конденсации и пластовых потерь конденсата при условии разработки залежи на истощение. Принятый пластовый флюид ха-

рактируется высоким начальным содержанием газоконденсата. Было установлено, что существуют большие потери газового конденсата в процессе разработки на истощение (рис. 2). Также конденсат выпадает сразу после начала разработки, что осложняет процесс фильтрации газа к скважинам, не говоря уже о потерях самого конденсата (рис. 1).

Таблица 1. Средний компонентно-фракционный состав пластового газа

Table 1. Average component-fractional composition of reservoir gas

Компоненты Components	Начальный состав пластового газа Initial composition of reservoir gas	Молекулярный вес Molecular weight	Плотность Density	Средняя температура кипения фракций C ₅₊ Average boiling temperature of fractions C ₅₊
	% моль % mole	кг/моль kg/mol	кг/м ³ kg/m ³	°C
CO ₂	0,273	–	–	–
N ₂	1,045	–	–	–
CH ₄	80,842	–	–	–
C ₂ H ₆	6,044	–	–	–
C ₃ H ₈	3,761	–	–	–
iC ₄ H ₁₀	0,790	–	–	–
nC ₄ H ₁₀	0,921	–	–	–
Ф1	2,580	80	675	61
Ф2	1,812	104	754	125
Ф3	0,850	128	783	175
Ф4	0,491	153	812	225
Ф5	0,334	184	832	275
Ф6	0,247	222	846	325

Известно, что чем выше содержание промежуточных компонентов (этан, пропан, бутаны), тем ниже становится давление начала конденсации и тем

меньше выпадает конденсата при снижении давления в системе [14].

Так как более тяжелые углеводороды менее интенсивно испаряются в паровую фазу, состав и свойства группы C₅₊ в равновесных фазах при парожидкостном равновесии существенно различаются (за исключением окологримальной области). Расчленение группы C₅₊ на псевдо-фракции позволяет решить эту проблему и правильно описывать как количественное соотношение между паровой и жидкой фазами, так и их составы, и физические свойства [15].

Свойства газоконденсатной смеси характеризуются следующими параметрами:

- ПС₅₊ на пл. газ (потенциальное содержание конденсата) – 290 г/м³;
- мольная доля сухого газа – 0,937 д. ед.;
- коэффициент сжимаемости при начальных условиях Z – 0,902;
- начальное пластовое давление и температура – 29,1 МПа и 80 °C;
- давление начала конденсации смеси – 29,1 МПа (насыщенная система-конденсат начинает выпадать сразу при падении пластового давления).

В данной работе для численных расчетов была использована изотермическая композиционная модель пластового флюида на базе трехпараметрического уравнения состояния Пенга Робинсона с целью максимальной точности учета фазовых превращений пластовой газоконденсатной смеси [16, 17].

На рис. 2 приведена кривая, описывающая изменение содержания газоконденсата от изменения пластового давления по модели флюида и в соответствии с лабораторными исследованиями.

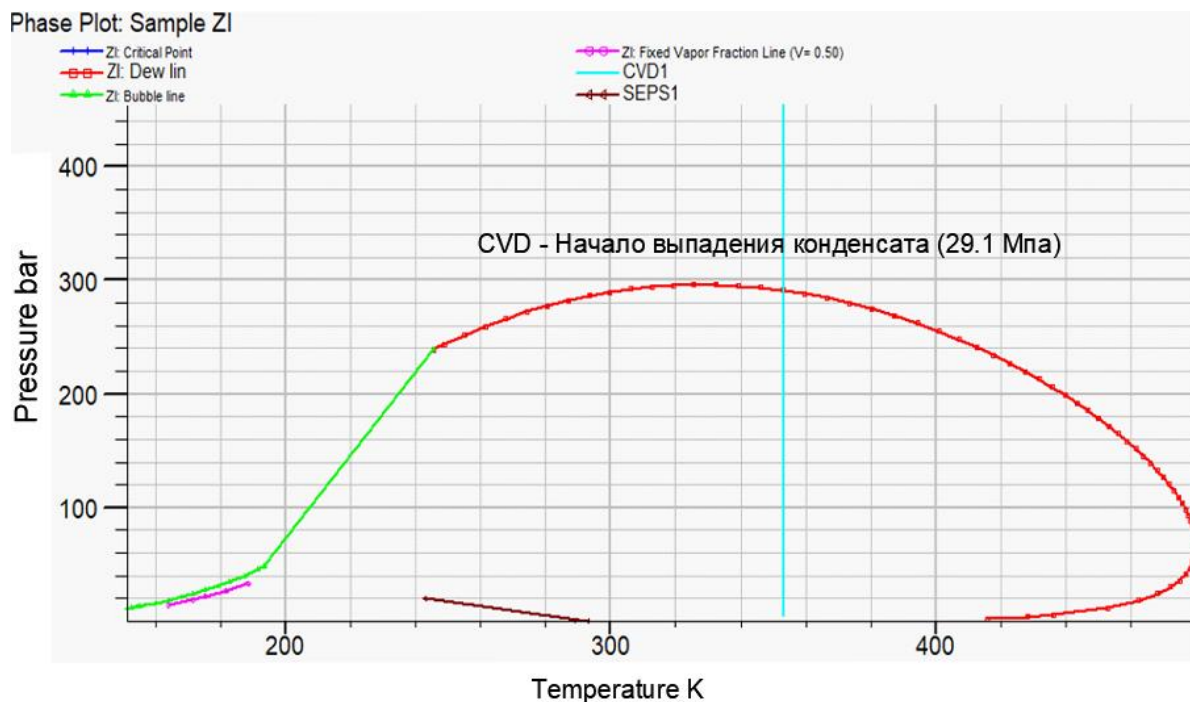


Рис. 1. Фазовая диаграмма с давлением начала конденсации в 291 Бар при температуре 80 °C в PVTi

Fig. 1. Phase diagram with a condensation start pressure of 291 Bar at 80 °C in PVTi

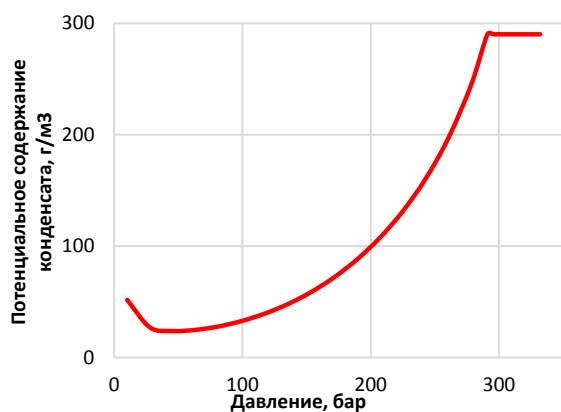


Рис. 2. Зависимость потенциального содержания C_{5+} от давления

Fig. 2. Dependence of potential C_{5+} content on pressure

Модель фрагмента залежи для численных расчетов

Исходными данными для последующих численных расчетов послужили данные нефтегазоконденсатного месторождения, такие как: геологические данные (LAS, структурные горизонты, линии разломов и т. д.), характеристика пластового флюида, геолого-промысловая характеристика месторождения и др.

Таблица 3. Параметры модели фрагмента до и после процедуры ремасштабирования

Table 3. Parameters of the fragment model before and after rescaling

Параметры геологической модели фрагмента Parameters of the geological model of the fragment			
Геометрический объем залежи, м ³ Geometric volume of the deposit, m ³	Поровый объем залежи, м ³ Pore volume of the deposit, m ³	Запасы газа, ст. м ³ Gas reserves, st. m ³	Количество ячеек по XYZ Number of cells by XYZ
1011727986	94027308,04	65658537,01	5533500
Параметры гидродинамической модели фрагмента после ремасштабирования Parameters of the fragment hydrodynamic model after upscaling			
Геометрический объем залежи, м ³ Geometric volume of the deposit, m ³	Поровый объем залежи, м ³ Pore volume of the deposit, m ³	Запасы газа, ст. м ³ Gas reserves, st. m ³	Количество ячеек по XYZ Number of cells by XYZ
1011725829	94024112,87	65656284,82	1903524

*процесс ремасштабирования производился с учетом максимального сохранения неоднородности в вертикальном направлении.

*upscaling was carried out taking into account maximum preservation of inhomogeneity in vertical direction.

При разработке вертикальными скважинами происходит больший отбор конденсата, т. к. зона дренирования вертикальной скважины располагается вдоль скважины по малому радиусу и при резком перепаде давления происходит сильное выпадение конденсата в призабойной зоне скважины, из-за высокой насыщенности конденсата он начинает снижать проницаемость по газу (рис. 3).

Горизонтальные же скважины, в свою очередь, имеют большую площадь дренирования и при этом достаточно плавный перепад давлений по площади, в связи с этим происходит неравномерное выпадение конденсата в достаточной удаленности от добывающего горизонтального ствола скважины и преимущественно в зонах с низкой проницаемостью. Конденсат выпадает по большему объему пласта, чем в варианте с вертикальными скважинами, и тем самым снижается общая добыча конденсата для горизонтальных скважин (рис. 4).

Таблица 2. Начальные данные, принятые при моделировании фрагмента

Table 2. Initial data received during fragment modeling

Длина по X и Y, м/X and Y length, m	5200
Высота по Z (среднее), м/Z height (average), m	35,7
Начальное пластовое давление $P_{н.пл.}$, Бар Initial reservoir pressure, bar	291
Опорная глубина, м/Reference depth, m	2860
Начальная пластовая температура $T_{н.пл.}$ Initial reservoir temperature, °C	80
Пористость m , д. е./Porosity m , f. u.	0,09–0,169
Горизонтальная проницаемость k_r , мД Horizontal permeability, mD	0,1556–27,1019
Коэффициент песчаности (среднее), д. е. Net-to-gross ratio (average), f. u.	0,6572

Прогнозные расчеты фрагмента залежи вертикальными и горизонтальными скважинами

Расстановка скважин по площади и расположение стволов в газонасыщенном пласте выбирались исходя из «карты качества» [18–20]. Интервал перфорации вертикальных скважин принят от кровли до подошвы, а интервал перфорации горизонтальной скважин принят по её горизонтальному участку ствола и равным 1400 м.

Рассмотрено два следующих основных варианта с подпунктами, в которых варьировались технологические параметры эксплуатации скважин:

- 1) три вертикальные скважины с интервалом перфорации – весь пласт (в данном фрагменте модели нет водоносного горизонта);
- 2) одна горизонтальная скважина с длиной горизонтального участка 1400 м.

Параметры технологического режима работы скважин для двух вариантов:

- дебит газа 200, 300, 500 и 700 тыс. м³/сут. для одной вертикальной скважины;
- дебит газа 600, 900, 1500 и 2100 тыс. м³/сут. для одной горизонтальной скважины;
- депрессия 60, 50, 40, 30 и 20 бар для каждой из трех вертикальных скважин.

Во всех вариантах расчет переходит на значение забойного давления в 35 Бар при невозможности поддержания заданных дебитов газа и депрессий.

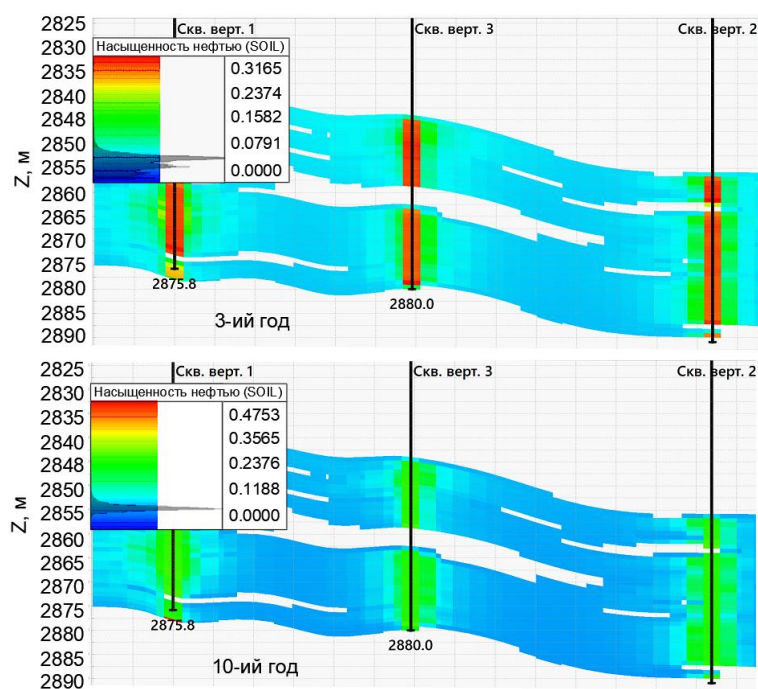


Рис. 3. Динамика насыщения конденсатом для вертикальных скважин с суммарным дебитом 2100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ на период прогноза в 3 года и 10 лет

Fig. 3. Dynamics of condensate saturation for vertical wells with a total flow rate of 2100 thousand m^3/day for a forecast period of 3 and 10 years

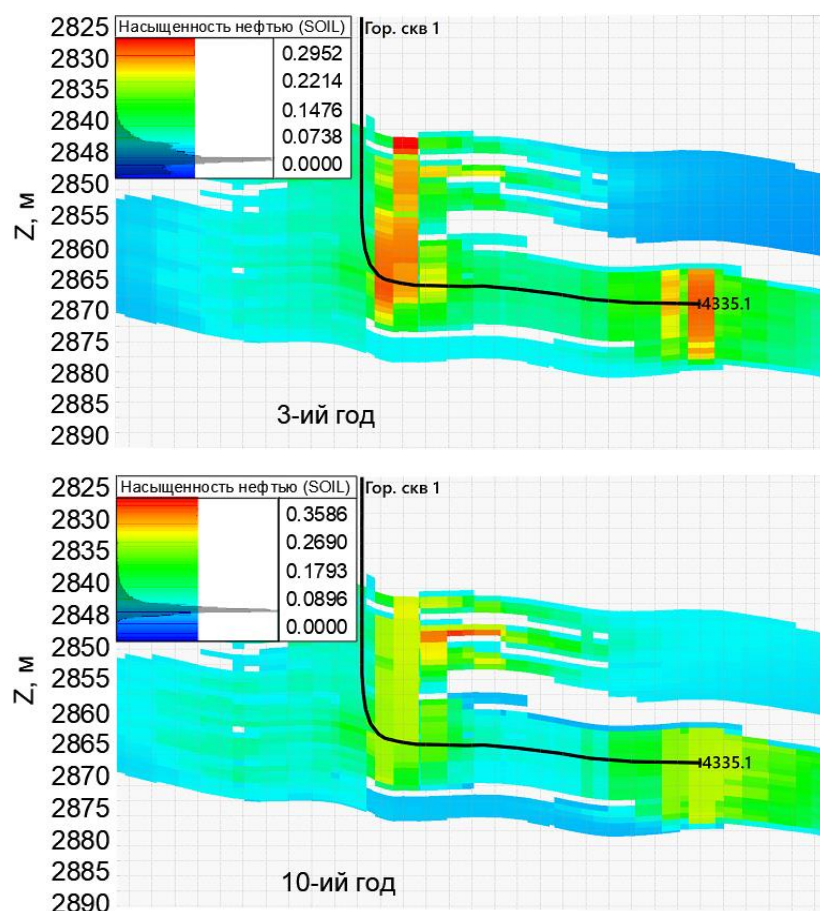


Рис. 4. Динамика насыщения конденсатом для горизонтальной скважины с дебитом 2100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ на период прогноза в 3 года и 10 лет

Fig. 4. Dynamics of condensate saturation for horizontal well with a flow rate of 2100 thousand m^3/day for a forecast period of 3 and 10 years

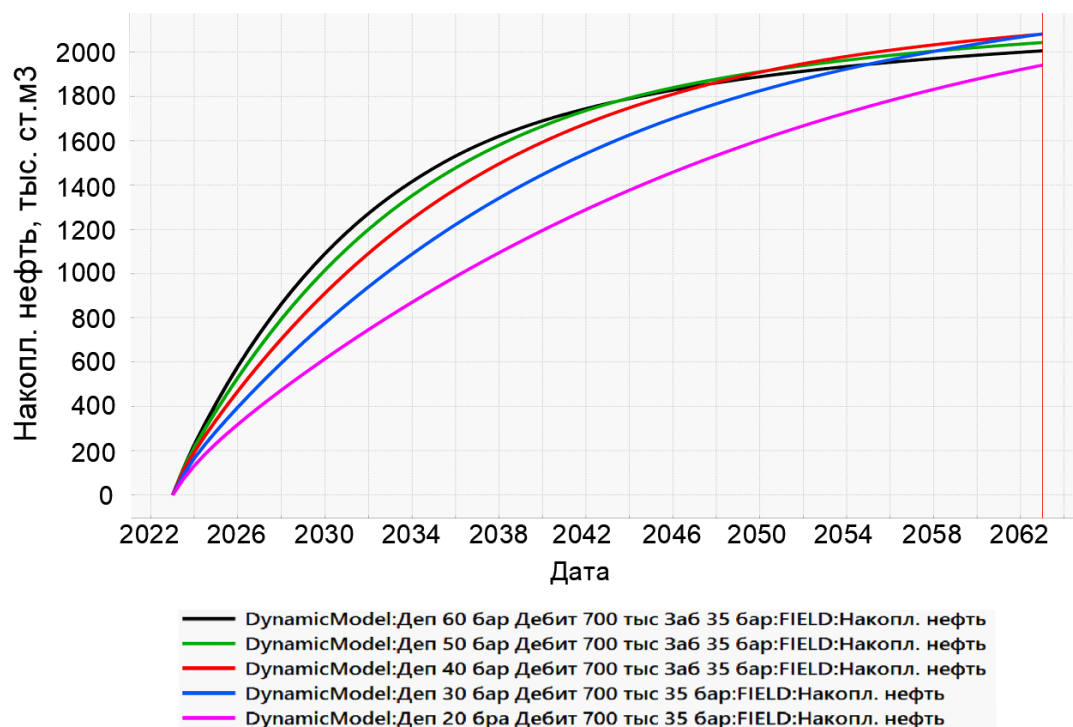


Рис. 5. Накопленная добыча конденсата на различных режимах работы трех вертикальных скважин при варьировании депрессии

Fig. 5. Accumulated condensate production at different operating modes of three vertical wells with varying depression

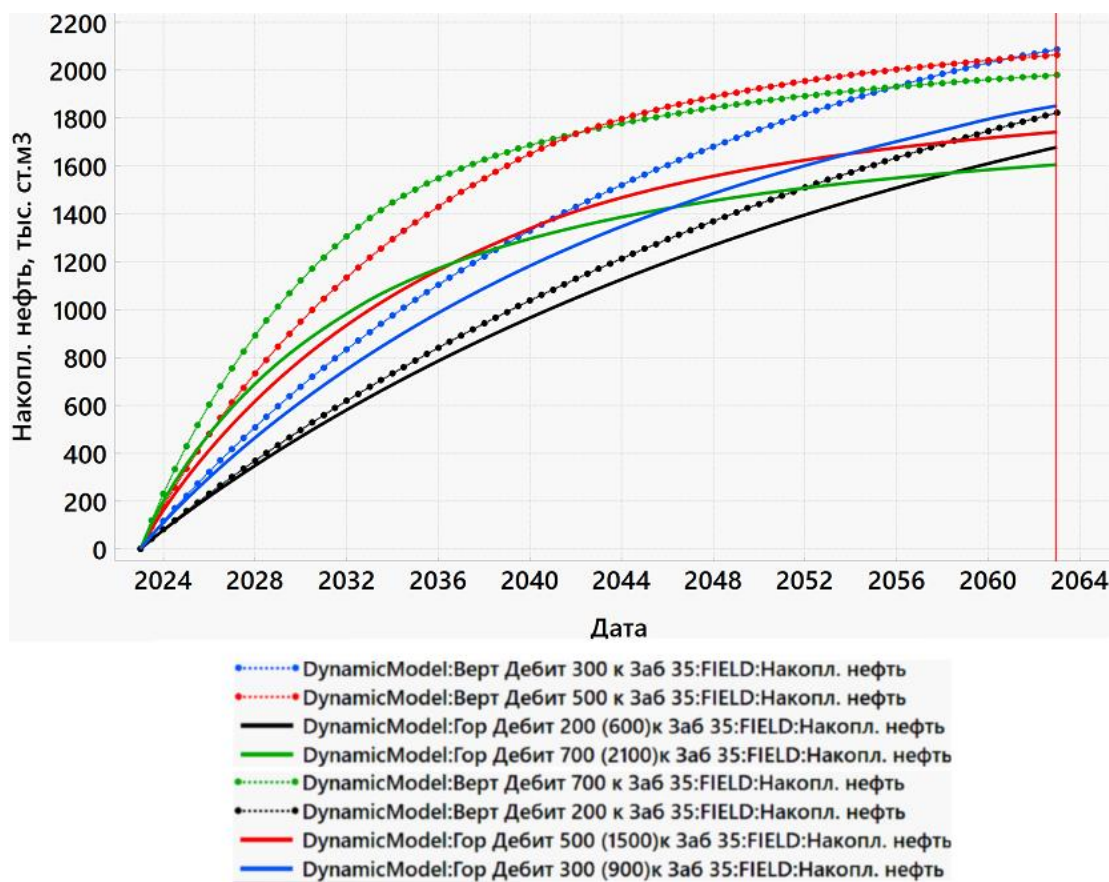


Рис. 6. Сравнение накопленного конденсата для варианта с тремя вертикальными скважинами и одной горизонтальной скважиной при различных дебитах работы скважины (сплошные линии – варианты с горизонтальной скважиной, пунктирные линии – варианты с тремя вертикальными скважинами)

Fig. 6. Comparison of accumulated condensate for the variant with three vertical wells and a horizontal well at different well operating rates (solid lines – variants with a horizontal well, dotted lines – variants with three vertical wells)

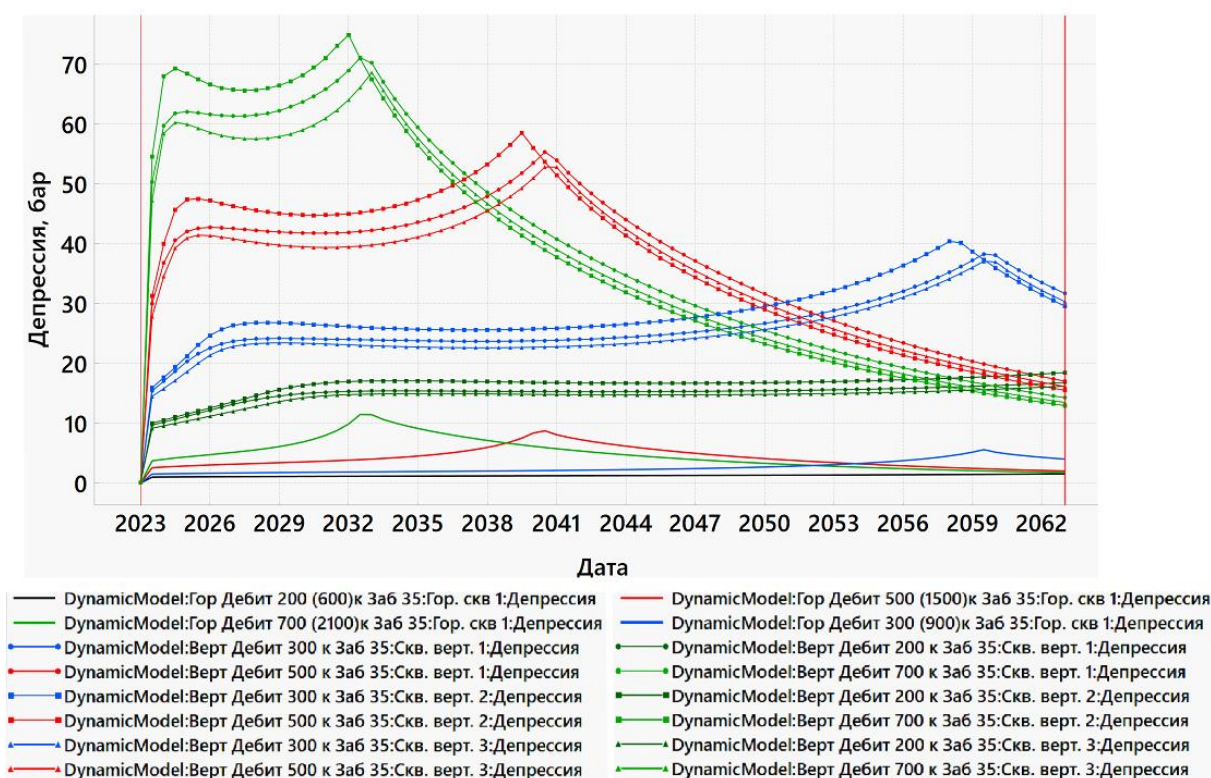


Рис. 7. Сравнение динамики депрессий для варианта с тремя вертикальными скважинами и одной горизонтальной скважиной при различных дебитах работы скважины (сплошные линии – варианты с горизонтальной скважиной, пунктирные линии – варианты с тремя вертикальными скважинами)

Fig. 7. Comparison of the dynamics of depressions for the variant with three vertical wells and a horizontal well at different operating rates of the well (solid lines – variants with a horizontal well, dotted lines – variants with three vertical wells)

Заключение

В статье приведен анализ применения вертикальных и горизонтальных скважин на примере нефтегазоконденсатного месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокой степенью неоднородности и насыщенной газоконденсатной системой при различных технологических режимах.

Было установлено, что горизонтальная скважина с длинной перфорированного горизонтального участка 1400 м способна добывать столько же газа, сколько три вертикальные при кратных меньших значениях депрессий, однако из-за большего контура дренирования конденсат выпадает по большому объему пласта с насыщенностью ниже «критической» и поэтому весь выпавший конденсат

становится неподвижным, препятствуя фильтрованию газа к забою скважины и снижая общий КИК/КИГ.

Выявлено, что вертикальные скважины при данных начальных условиях обеспечивают большую добычу конденсата по сравнению с горизонтальными скважинами и при этом конденсата добывается больше при уменьшении депрессии на пласт. Поэтому рекомендуется использовать горизонтальные скважины для газоконденсатных месторождений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и насыщенной газоконденсатной системой тогда, когда существуют риски продвижения газовой контактной к скважине (прорывы газа) и преждевременного обводнения скважин при конусообразовании воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Абасов М.Т., Оруджалиев Ф.Г. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 262 с.
- Rodriguez F., Sancehs J., Galindo-Nava A. Mechanisms and main parameters affecting nitrogen distribution in the gas cap of the supergiant Akal reservoir in the Cantarell complex // SPE 90288-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, 2004. – SPE-90288-MS
- Holditch S.A., Spivey J., Wang J.Y. Case history of a tight and abnormally pressured gas condensate reservoir // SPE California Regional Meeting. – California, 1985. – SPE-114044
- Afidick D., Kaczorowski N.J., Bette S. Production performance of retrograde gas reservoir: a case study of Arun field // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference. – Melbourne, Australia, 1994. – SPE-28749-MS
- Understanding gas-condensate reservoirs / Li Fan, L. Harris, B.W. Jamaluddin, A.J. Kamath, J. Mott, R. Pope, G.A. Shandrygin, A. Whitson, H. Curtis // Oilfield Rev. – 2005. – V. 10. – № 4. – P. 16–25.
- Ursin J.R. Fluid flow in gas condensate reservoirs: The interplay of forces and their relative strengths // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2004. – № 4 (41). – P. 253–267.
- Moses P.L., Wilson K. Phase equilibrium considerations in using nitrogen for improved recovery from retrograde condensate reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – V. 33. – № 2. – Paper (SPE 7493).
- Бергенов С.У., Чернова О.С., Зипир М.Г. Методика оценки ожидаемых запускных дебитов горизонтальных скважин на примере газоконденсатных месторождений // Известия Том-

- ского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 207–212.
9. Алиев З.С., Мараков Д.А. Влияние переходной зоны на достоверность запасов газа и на производительность скважин // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – Т. 1. – № 1. – С. 3–12.
 10. Fevang O., Whitson C.H. Modeling gas-condensate well deliverability // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 1996. – V. 11 (4). – P. 221–222.
 11. Методология определения продуктивности горизонтальных скважин по данным гди разведочных скважин при гидродинамическом моделировании газоконденсатных месторождений / А.Н. Шандрыгин, М.А. Казанцев, М.В. Морев, Э.З. Бадалов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 2 (86). – С. 52–59.
 12. Sayed M.A., Muntasheri G.A. Mitigation of the effects of condensate banking: a critical review // SPE Prod. Oper. – 2016. – V. 31 (02). – P. 85–102.
 13. Оптимизация конструкции и режимов эксплуатации горизонтальных скважин на газоконденсатных месторождениях со сложными геологическими и климатическими условиями / О.В. Николаев, А.Н. Шандрыгин, Р.А. Байбурун, И.В. Стоноженко, К.Н. Гужов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 2 (86). – С. 74–81.
 14. Hale P., Lokhandwala K. Advances in membrane materials provide new gas processing solutions // Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference. – Norman, Oklahoma, USA. – 2004. – P. 165–182.
 15. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
 16. Redlich O.V., Kwong J.N.S. On the thermodynamics of solutions. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions // Chem. review. – 1949. – V. 44. – № 1. – P. 233–244.
 17. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. eng. chem. fundamen. – 1976. – V. 15. – P. 59–64.
 18. Cruz P.S., Horne R.N., Deutsch C.V. The quality map: a tool for reservoir uncertainty quantification and decision making // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, USA, 1999. – SPE 56578.
 19. Кааров Ж.З., Гаджиев М.Д. Разработка методов оптимизации размещения горизонтальных скважин в газовых и газоконденсатных залежах // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2020. – № 5-3 (44). – С. 73–77.
 20. Кааров Ж.З. Разработка методов оптимизации размещения горизонтальных скважин в газовых и газоконденсатных залежах // Инновации. Наука. Образование. – 2022. – № 49. – С. 1326–1331.
- Поступила: 18.01.2023 г.
Прошла рецензирование: 27.04.2023 г.*

Информация об авторах

Томский К.О., кандидат технических наук, заведующий базовой кафедрой нефтегазового дела Политехнического института (филиала) Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова.

Никитин Е.Д., студент кафедры электрификации и автоматизации горного производства Политехнического института (филиала) Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова.

Иванова М.С., кандидат химических наук, доцент базовой кафедры нефтегазового дела Политехнического института (филиала) Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова.

UDC 550.8.053

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF APPLYING HORIZONTAL WELLS FOR THE DEVELOPMENT OF RESERVES OF A GAS CONDENSATE FIELD WITH LOW FILTRATION AND CAPACITANCE PROPERTIES

Kirill O. Tomskiy¹,
kirilltom@mail.ru

Egor D. Nikitin¹,
egornd1998@gmail.com

Maria S. Ivanova¹,
ims.06@mail.ru

¹ Polytechnic Institute (branch) North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov,
14, Oyunsky street, Mirny, 678174, Russia.

The relevance of the study is caused by the complications that arise during the development of gas condensate fields for depletion with difficult thermobaric conditions associated with precipitation of a large amount of retrograde gas condensate in the pore space of the reservoir, and especially near production wells due to a drop in reservoir pressure, which ultimately can reduce productivity of wells twice of more times. At present, due to the development of technologies, the construction of horizontal wells has become a traditional method of increasing gas and condensate recovery, in which, by increasing the effective area of well drainage, drawdown values are significantly reduced at the same gas withdrawals or higher in comparison with vertical ones, which should also reduce the negative «condensate bank» effect with a cost-effective ratio of gas recovery factor to condensate recovery factor. In this regard, the issue of studying the effectiveness of applying the technology of horizontal wells in «complex» fields with an initial formation pressure close to or equal to the pressure of the onset of condensation with a high degree of heterogeneity, low reservoir properties and low thickness becomes relevant.

The main aim of the research is to evaluate the technologies for the operation of gas condensate fields by vertical and horizontal wells under various technological modes of operation of wells for the final gas and condensate recovery, as well as to study the nature of condensate precipitation in the pore space in the conditions of an oil and gas condensate field with low reservoir properties.

Object. The BU₃¹⁻² formation is characterized by a high content of heavy hydrocarbons in the composition of the formation gas, which begin to fall out immediately after the start of the operation of the object. The reservoir has a total thickness of 22 to 57 m, and the volume of gas-saturated rocks is 5463585 thousand m³, and the initial dry gas reserves are 130064 million m³.

Methods: geological and hydrodynamic modeling on the software product T-Navigator (Rock Flow Dynamics).

Results. It was found that a horizontal well with a perforated horizontal section of 1400 m is capable of producing as much gas as three vertical wells at multiple lower drawdown values, however, due to a larger drainage contour, condensate falls over a larger volume of the reservoir with a saturation below «critical» and therefore all the precipitated condensate becomes immobile, preventing gas from seeping to the bottom of the well and reducing the overall gas recovery factor/condensate recovery factor. It was also found that vertical wells under these initial conditions provide greater condensate production compared to horizontal wells, and more condensate is produced with a decrease in drawdown.

Key words:

gas condensate fields, horizontal wells, vertical wells, gas recovery factor, condensate recovery factor, reservoir properties.

REFERENCES

1. Abasov M.T., Orudzhaliev F.G. *Gazogidrodinamika i razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Gas hydrodynamics and development of gas condensate fields]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 262 p.
2. Rodriguez F., Sancehs J., Galindo-Nava A. Mechanisms and main parameters affecting nitrogen distribution in the gas cap of the supergiant Akal reservoir in the Cantarell complex. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, 2004, SPE-90288-MS.
3. Holditch S.A., Spivey J., Wang J.Y. Case history of a tight and abnormally pressured gas condensate reservoir. *SPE California Regional Meeting*. California, USA, 1985. SPE-114044.
4. Afidick D., Kaczorowski N.J., Bette S. Production performance of retrograde gas reservoir: a case study of Arun field. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference*. Melbourne, Australia, 1994. SPE-28749-MS.
5. Fan Li, Harris L., Jamaluddin B.W., Kamath A.J., Mott J., Pope R., Shandrygin G.A., Whitson A., Curtis H. Understanding gascondensate reservoirs. *Oilfield Rev*, 2005, vol. 10, no. 4, pp. 16–25.
6. Ursin J.R. Fluid flow in gas condensate reservoirs: the interplay of forces and their relative strengths. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, no. 4 (41), pp. 253–267.
7. Moses P.L., Wilson K. Phase equilibrium considerations in using nitrogen for improved recovery from retrograde condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, vol. 33, no. 2, paper (SPE 7493).
8. Bergenov S.U., Chernova O.S., Zipir M.G. Methodology for estimating the expected start-up flow rates of horizontal wells on the example of gas condensate fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 207–212. In Rus.
9. Aliev Z.S., Marakov D.A. Influence of the transitional zone on the reliability of gas reserves and well productivity. *Oil and gas: experience and innovations*, 2017, vol. 1, no. 1, pp. 3–12. In Rus.
10. Fevang O., Whitson C.H. *Modeling gas-condensate well deliverability*. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 1996, vol. 11 (4), pp. 221–222.
11. Shandrygin A.N., Kazantsev M.A., Morev M.V., Badalov E.Z. Methodology for determining the productivity of horizontal wells based on well data from exploration wells in hydrodynamic modeling of gas condensate fields. *Science and Technology in the Gas Industry*, 2021, no. 2 (86), pp. 52–59. In Rus.
12. Sayed M.A., Muntasheri G.A. Mitigation of the effects of condensate banking: a critical review. *SPE Prod. Oper*, 2016, vol. 31 (02), pp. 85–102.
13. Nikolaev O.V., Shandrygin A.N., Baiburin R.A., Stonozhenko I.V., Guzhov K.N. Optimization of the design and operation modes of

- horizontal wells in gas condensate fields with difficult geological and climatic conditions. *Science and technology in the gas industry*, 2021, no. 2 (86), pp. 74–81. In Rus.
14. Hale P., Lokhandwala K. Advances in membrane materials provide new gas processing solutions. *Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference*. Norman, Oklahoma, USA, 2004. pp. 165–182.
 15. Brusilovskiy A.I. *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza* [Phase transformations in the development of oil and gas fields]. Moscow, Graal Publ., 2002. 575 p.
 16. Redlich O., Kwong J.N.S. On the thermodynamics of solutions. Vol. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions. *Chem. Review*, 1949, vol. 44, no. 1, pp. 233–244.
 17. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state. *Ind. eng. chem. Fundamen*, 1976, vol. 15, pp. 59–64.
 18. Cruz P.S., Horne R.N., Deutsch C.V. The quality map: a tool for reservoir uncertainty quantification and decision making. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, USA, 1999. SPE 56578.
 19. Kaarov Zh.Z., Gadzhiev M.D. Development of methods for optimizing the placement of horizontal wells in gas and gas condensate deposits. *International Journal of Humanities and Natural Sciences*, 2020, no. 5-3 (44), pp. 73–77. In Rus.
 20. Kaarov Zh.Z. Development of methods for optimizing the placement of horizontal wells in gas and gas condensate deposits. *Innovations. The science. Education*, 2022, no. 49, pp. 1326–1331. In Rus.

Received: 18 January 2023.

Reviewed: 27 April 2023.

Information about the authors

Kirill O. Tomskiy, Cand. Sc, head of the department, Polytechnic Institute (branch) North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov.

Egor D. Nikitin, student, Polytechnic Institute (branch) North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov.

Maria S. Ivanova, Cand. Sc, associate professor, Polytechnic Institute (branch) North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov.

УДК 556.114:544.526: 543.421/.424

ФОТОХИМИЧЕСКАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ РАСТВОРЕННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ПОВЕДЕНИЕ МЕТАЛЛОВ В ВОДАХ БОЛОТНЫХ ЛАНДШАФТОВ ЮЖНОЙ ТАЙГИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Раудина Татьяна Валериевна¹,
tanya_raud@mail.ru

Смирнов Сергей Васильевич^{1,2},
smirnov@imces.ru

Истигечев Георгий Игоревич¹,
istigechev.g@yandex.ru

Покровский Олег Сергеевич^{1,3},
oleg.pokrovsky@get.omp.eu

¹ Томский государственный университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

² Институт мониторинга климатических и экологических систем СО РАН,
Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 10/3.

³ Институт экологии и окружающей среды Национального центра научных исследований,
Франция, 31400, г. Тулуза, пр. Эдуарда Белина, 14.

Актуальность. Растворенное органическое вещество является одним из крупнейших биологически доступных источников углерода в наземных и водных экосистемах, а его динамика имеет решающее значение для локального и глобального циклов углерода. Деструкция органических веществ в ходе миграции определяет биологический круговорот элементов и их устойчивость. Важными процессами, которые приводят к преобразованию или удалению растворенного органического вещества являются био- и фотодеструкция. К настоящему моменту проведено достаточно исследований по изучению состава гумусовых веществ, форм металлов, процессов миграции органо-минеральных соединений в природных водах таежной зоны Западной Сибири, ведутся работы по изучению биодоступности растворенного органического углерода, однако механизмы его фотохимических превращений в разные сезоны года не изучены. При этом фотохимическая минерализация растворенных органических соединений в значительной степени регулирует биогеохимические циклы элементов путем изменения их биологической доступности, интенсивности эмиссии углекислоты с поверхностных вод в атмосферу, а также удаления растворенных микроэлементов посредством осаждения и коагуляции.

Цель: изучить влияние процесса фотодеструкции на качественный и количественный состав растворенных органических веществ и поведение металлов в пробах воды болотных ландшафтов таежной зоны Западной Сибири в пространственно-временном масштабе.

Объекты: почвенные воды Бакчарского болотного комплекса, расположенного в юго-восточной части Обь-Иртышском междуречье в пределах Васюганской равнины. Образцы воды отобраны из почвенных прикопок (40×40×40 см) в пределах открытой осоково-сфагновой топи, высокого яра (сосново-сфагново-кустарничковый фитоценоз с высокими соснами) и заболоченного смешанного леса в июне и октябре 2020 г. в предварительно вымытые темные емкости для последующей фильтрации и проведения экспериментальных работ.

Методы: температурные, потенциометрические, кондуктометрические измерения и определение содержания растворенного кислорода проведены с использованием WTW Multi 3430. Содержание растворенного органического углерода определяли методом высокотемпературного термического окисления с использованием анализатора Shimadzu TOC-LCPN с погрешностью 2 %. Поглощение измеряли при длине волны до 800 нм с шагом 1 нм с использованием кварцевой 10-мм кюветы на спектрофотометре Cary-50. Макро- и микроэлементный состав определяли с помощью ICP-MS Agilent ce 7500 с In и Re в качестве внутренних стандартов и тремя различными внешними стандартами. В экспериментальном дизайне фотодегградации следовали методологии, заключающейся в воздействии солнечного света на образцы, прошедшие стерильную фильтрацию с размером пор 0,2 мкм, в кварцевых реакторах в открытом бассейне.

Результаты. В ходе изученного влияния процесса фотодеструкции на качественный и количественный состав растворенных органических веществ и поведение металлов в пробах воды болотных ландшафтов таежной зоны Западной Сибири выявлены значимые различия ($p < 0,05$) рассматриваемых параметров в пространственно-временном масштабе. Установлено, что от 3 до 30 % РОУ может быть удалено из почвенной воды под воздействием солнечного света с максимальными значениями в начале июня. При этом осенью, несмотря на уменьшение количества солнечного радиации, фоторазлагаемый растворенный органический углерод также может достигать 10–12 %. В целом происходит уменьшение процента потери растворенного органического углерода в водах в ряду топь > ям > лес. Удаление РОУ может быть связано как с переходом части в неорганическую форму, так и с разрушением высокомолекулярных органических веществ. Отмечается значительное изменение оптических параметров, что согласуется с поведением растворенного органического вещества во время фотоллиза. Помимо этого, под воздействием инсоляции происходит трансформация органо-минеральных соединений, что приводит к изменению форм металлов. Наибольшие потери относительно контроля наблюдались для редкоземельных элементов (Y, La, Ce, Pr, Nd), а также Ti, V, которые в отдельных случаях достигают 70 % (значительнее в водах топи). Данные микроэлемент-

ты показывают схожее поведение с растворенным органическим углеродом, Al и Fe, что подтверждает важность органических и органо-Fe-Al-коллоидов, определяющих поведение большинства элементов в кислых водах с высоким содержанием органического вещества.

Ключевые слова:

Растворенное органическое вещество, металлы, фотодеградация, экспериментальные работы, Бакчарский болотный массив, почвенные воды, торф, Западная Сибирь.

Введение

Растворенное органическое вещество (РОВ) является одним из крупнейших биологически доступных источников углерода в наземных и водных экосистемах, а его динамика имеет решающее значение для локального и глобального циклов углерода [1]. Воды бореальных регионов, в особенности дренирующие болотные массивы, отличаются высоким содержанием РОВ, количество и состав которого изменяется в пространстве и во времени не только из-за его близости к исходному материалу, но и из-за воздействия окружающей среды. Исследование взаимодействия органического вещества с ионами металлов, а также их трансформация актуальны для прогнозирования процессов перераспределения органических и органо-минеральных соединений в окружающей среде, формирования качества природных вод, токсичности и доступности металлов [2–5]. Важными процессами, которые приводят к преобразованию или удалению РОВ, являются био- и фотодеструкция [6–11 и др.]

Западная Сибирь, отличающаяся высокой заболоченностью [12–16], не может не обеспечивать вклад в общую био- и фоторазлагаемость РОВ в бореальных и циркумполярных регионах. В этой связи почвенные и поверхностные воды представляют особый интерес с точки зрения количественной оценки потенциала деструкции. К настоящему моменту проведено достаточно исследований по изучению состава гумусовых веществ, форм металлов, процессов миграции органо-минеральных соединений в природных водах таежной зоны Западной Сибири [17–22], имеются работы по изучению биодоступности растворенного органического углерода (РОУ) [23, 24], однако механизмы его фотохимических превращений в разные сезоны года не изучены. Также недостаточно исследований, посвященных судьбе металлов при фотолизе РОВ в естественных условиях [25–28]. При этом результаты исследований показали, что кислые воды, богатые железом, алюминием и РОВ, способны коагулировать коллоиды и вызывать осаждение гидроксида Fe/Al после фотодегградации комплексов РОВ–металл [29–32]. Таким образом, фотохимическая минерализация растворенных органических соединений в значительной степени регулирует биогеохимические циклы элементов путем изменения их биологической доступности [31, 33–37], интенсивности эмиссии углекислоты с поверхностных вод в атмосферу [38], а также удаления растворенных микроэлементов посредством осаждения и коагуляции [29]. Поэтому данное исследование направлено на изучение влияния процесса фотодеструкции на состав и свойства растворенных органических веществ и поведение металлов в летний и осенний периоды в пробах воды болотных ландшафтов таежной зоны Западной Сибири.

Объекты исследования

Район исследований расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, на Обь-Иртышском междуречье, в пределах Васюганской равнины (рис. 1). Территория представляет собой холмистую заболоченную равнину с понижением абсолютных отметок в северном и северо-восточном направлении от 160 до 100 м. Поверхность междуречных пространств плоская, осложнена множеством неглубоких понижений. Значительные площади болот отличаются поверхностями с флювиогляциальным и денудационно-аккумулятивным рельефом. Для пойм и надпойменных террас р. Бакчар характерен эрозионно-аккумулятивный тип рельефа. Основные площади междуречных пространств занимают северные отроги Большого Васюганского болота, представленные верховыми олиготрофными комплексами. Почвообразующими породами являются субэдральные лессовидные отложения, которые мощной и однородной толщей от 5–10 до 40 м покрывают озерные глины и суглинки. Отложения болот представлены торфом, накопление которого началось около 8–9 тыс. лет назад. Глубинные проявления реликтовой мерзлоты отсутствуют, криогенные процессы носят сезонный характер. Эта территория относится к подзоне южной тайги и характеризуется избыточным увлажнением и недостаточной теплообеспеченностью. Климат континентальный со среднегодовой температурой от $-0,91$ до $+1,6$ °C. Годовое количество осадков колеблется от 450 до 500 мм с максимальными значениями в теплый период (июль–август) года (300–360 мм) [39].

В пределах Бакчарского болота (около д. Полынянка, $56^{\circ}57'17.10''$ с. ш., $82^{\circ}30'32.37''$ в. д.) из открытой осоково-сфагновой топи, высокого рья (сосново-сфагново-кустарничковый фитоценоз с высокими соснами) и заболоченного смешанного леса в июне и октябре 2020 г. из почвенных прикопок (40×40 см) были отобраны образцы воды для эксперимента по фотодегградации. Пробы воды отбирали в предварительно очищенные банки из ПВХ и хранили в холодильнике около двух–трех часов до прибытия в лабораторию. В полевых условиях в каждой точке отбора проб измерялись pH, температура воды, удельная электропроводность (Cond) и растворенный кислород с помощью WTW MULTI 3430 SET.

В ходе эксперимента по фотодеструкции образцы болотной и речной воды подвергались прямому воздействию солнечного света, а для контроля и сравнения динамики изменения проб часть проб была закрыта фольгой. Отобранные пробы природных вод фильтровались в ламинарном шкафу в темноте через одноразовые стерильные фильтровальные установки (размер пор фильтра 0,22 мкм, Millipore), что позво-

лило удалить взвешенное ОВ, получить стерильный образец и защитить его от инсоляции. Пробы в герметично закрытых стерильных кварцевых пробирках размещались под открытым солнцем в натуральных условиях на глубину около 15 см в бассейнах. Эксперимент длился 28 суток, в течение которых регулярно проводились замеры температуры воды (АИПТ, ИМКЭС СО РАН) и энергетической освещенности (УФ-радиометр NILU-UV-6T и пиранометр Kipp &

Zonen CM-11) в месте проведения эксперимента. Температура воды составляла $18,6 \pm 5$ °C с 5 июня по 4 июля и $1,8 \pm 0,6$ °C в октябре. Соответственно, средние значения мощности потока суммарной солнечной радиации достигали 300–480 и 26–204 Вт/м². Время в четыре недели выбрано в соответствии с периодом биodeградации [26], а также с учетом предыдущих исследований по фотodeградации (обычно составляет от 15 до 70 дней) [40–43].

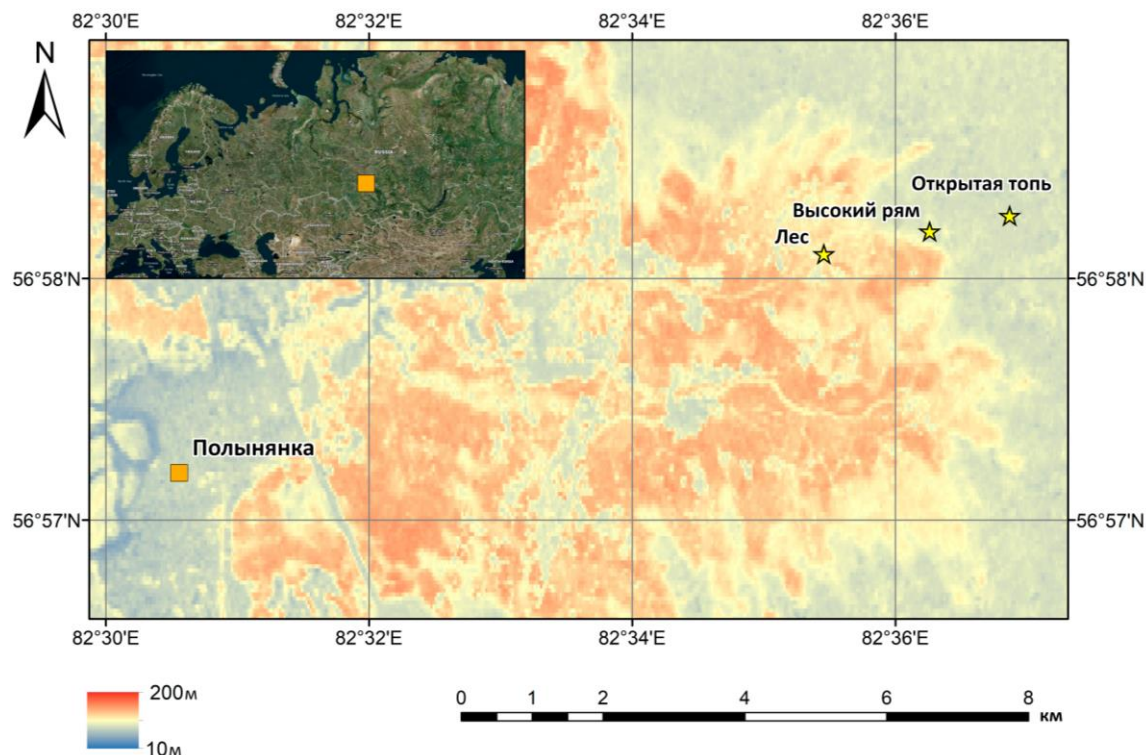


Рис. 1. Район исследований с точками пробоотбора (желтые звездочки) на Бакчарском болоте (северо-восточная часть Большого Васюганского болота), которые представлены открытой топью, высоким рямом и заболоченным лесом. Детальная ландшафтная характеристика представлена в [24]

Fig. 1. Study site with sampling points (yellow asterisks) in the Bakchar Bog (northeastern part of the Great Vasyugan Mire): open sedge-sphagnum fen; tall ryam (pine-shrub-sphagnum phytocenosis with high pine trees); waterlogged pine-birch forest. A detailed illustration of the ecological context is presented in [24]

При отборе проб (две повторности) на 2, 7, 14, 21 и 28 сутки проводилась повторная фильтрация через фильтры с размером пор 0,22 мкм. В фильтрах определялись pH, электропроводность, растворенный органический углерод, POY (Shimadzu TOC-LCPN), спектрофотометрические характеристики (Variscan, Cary 50 Scan. U –Visible), а также макро-, микроэлементный состав (Shimadzu TOC-LCPN). Для учета микробного загрязнения в ходе фотодеструкции выполнен прямой подсчет общего микробного числа использованием люминесцентного микроскопа (Zeiss Axio ImagerZ2) по стандартной методике [44]. Содержание фоторазлагаемого углерода (% ФРОУ) было рассчитано в процентах потерь относительно контроля в каждый момент времени отбора проб. Данные измерений поглощения в УФ- и видимой области использовались для расчета различных показателей качества POY. Наклоны спектра поглощения определялись на основании экспоненциальной зависимости для

длин волн 275–295 нм ($S_{275-295}$) и 350–400 нм ($S_{350-400}$), а коэффициент наклона спектра (S_R) рассчитывали как соотношение между ними [45]. Удельное УФ-поглощение ($SUVA_{254}$ или поглощение при 254 нм, нормированное на концентрацию POY), отношения $E_2:E_4$ (поглощение при 254 и 436 нм) и $E_2:E_3$ (поглощение при 250 и 365 нм), средневесовой индекс молекулярной массы (WAMW) использовались для определения ароматичности, молекулярной массы и источника POB [45–50]. Данные обрабатывались с использованием программного обеспечения STATISTICA-12 (StatSoft Inc., Tulsa, OK, USA). Все графики и рисунки были созданы с использованием MS Excel 2010 и CorelDRAW 2019.

Результаты и обсуждение

Рассматриваемые воды различаются по физико-химическим, оптическим параметрам и концентрациям POY как в сезонном, так и в пространственном от-

ношении ($N=21,3$; $p<0,05$). Значения pH колеблются от 3,7 (открытая топь) до 4,5 (заболоченный лес) с более высокими показателями в осенний период. Явной закономерности в концентрациях растворимых солей (удельная электропроводность ≤ 54 мкСм·см⁻¹) по ландшафтам не обнаружено. При этом в период осенней межени из-за маловодья и медленного водообмена значения в целом несколько возрастают. Концентрации РОУ, изменяющиеся от 39 до 84 мг/л, также показывают более высокие значения осенью с максимумами в водах леса и рям. Весенне-летние условия характеризуются более высокими значениями $SUVA_{254}$ (3,6–4,9) по сравнению с осенними пробами воды (3,4–4,3), что указывает на изменение качественного состава РОВ, а именно сдвиг от наземного высокомолекулярного в сторону низкомолекуляр-

ного и менее ароматического. Значения WAMW показали аналогичный сезонный характер, как и $SUVA_{254}$ ($r=0,89$, $p<0,05$). Дополнительное исследование отношений $E_2:E_3$ и $E_2:E_4$ показало обратные линейные зависимости с $SUVA_{254}$ ($r=-0,84$ и $-0,78$ соответственно при $p<0,001$), что согласуются с закономерностями, описанными выше. Соответственно весной при повышении уровня воды происходит рост аллохтонного высокоароматического органического вещества, образовавшегося в результате усиливающегося водообмена и выщелачивания поверхностных торфяных горизонтов.

В ходе проведенного эксперимента по фотодegradации выявлены значимые различия рассматриваемых параметров между ландшафтами и сезонами (таблица).

Таблица. *U-критерий Манна–Уитни, показывающий разницу в содержании РОУ, ряда элементов, а также оптических параметрах во время экспериментов по фоторазложению между двумя сезонами с учетом микроландшафтов. Отмеченные корреляции значимы при $p<0,05$*

Table. *Mann–Whitney U-test showing the difference in dissolved organic carbon, element concentrations and UV-visible absorbance indices during photodegradation experiments between two seasons considering microlandscapes. Marked correlations are significant at $p<0,05$*

Параметр/Parametr	Июнь и октябрь/June vs. October								
	Открытая топь/Open fen			Лес/Forest			Высокий рям/Tall ryam		
	U	Z	p-value	U	Z	p-value	U	Z	p-value
РОУ	47	-1,14	0,255	0	-4,03	<0,01	0	-4,03	<0,01
$SUVA_{254}$	12	-3,29	<0,01	3	3,85	<0,01	5	3,72	<0,01
$E_{254}:E_{436}$	27	2,37	0,018	22	-2,68	0,007	23	-2,62	0,009
$E_{254}:E_{365}$	0	4,03	<0,01	0	-4,03	<0,01	31	-2,12	0,034
$E_{365}:E_{470}$	64	0,09	0,926	61	-0,28	0,782	61	-0,28	0,782
WAMW	12	-3,29	<0,01	12	3,29	0,001	17	2,98	0,003
S_R	0	-4,03	<0,01	0	-4,03	<0,01	0	-4,03	<0,01
Li	55,0	0,33	0,743	17	-2,82	0,005	37	1,51	0,131
B	24,0	-2,36	0,018	21	2,56	0,010	0	3,94	<0,01
Na	23,0	1,90	0,057	22	-2,50	0,013	35	-1,64	0,101
Mg	0,0	3,94	<0,01	0	-3,94	<0,01	3	3,74	<0,01
Al	17,0	2,82	0,005	0	3,94	<0,01	0	3,94	<0,01
Si	49,0	-0,72	0,470	12	3,15	0,002	41	-1,25	0,212
Ca	13,0	3,09	0,002	0	-3,94	<0,01	58	-0,13	0,896
Sc	0,0	3,94	<0,01	0	3,94	<0,01	0	3,94	<0,01
Ti	13,0	3,09	0,002	0	3,94	<0,01	0	3,94	<0,01
V	31,0	2,43	0,015	18	-2,76	0,006	0	3,94	<0,01
Cr	14,0	-1,84	0,066	1	3,87	<0,01	0	3,94	<0,01
Mn	28,0	-2,10	0,036	0	-3,94	<0,01	0	3,94	<0,01
Fe	24,0	2,36	0,018	0	-3,15	0,002	22	2,50	<0,01
Co	33,0	-1,77	0,076	41	1,25	0,212	11	3,22	0,001
Ni	51,0	-0,59	0,555	0	-3,94	<0,01	0	-3,94	<0,01
Cu	0,0	-3,94	<0,01	57	-0,20	0,844	2	3,81	<0,01
Zn	18,0	-2,76	0,006	32	-1,84	0,066	28	-2,10	0,036
As	32,0	-1,84	0,066	0	-3,94	<0,01	17	-2,82	0,005
Rb	0,0	3,94	<0,01	0	3,94	<0,01	0	3,94	<0,01
Sr	0,0	3,94	<0,01	0	-3,94	<0,01	53	0,46	0,646
Y	38,0	-1,44	0,149	2	3,81	<0,01	0	3,94	<0,01
Mo	36,0	1,58	0,115	51	-0,59	0,555	23	1,98	0,048
Cd	42,0	1,18	0,237	16	2,89	0,004	1	3,87	<0,01
Sb	28,0	-2,10	0,036	36	1,58	0,115	55	-0,33	0,743
Cs	1,0	3,87	<0,01	0	3,94	<0,01	2	3,81	<0,01
Ba	0,0	3,94	<0,01	0	3,94	<0,01	0	3,94	<0,01
La	17,0	-2,82	0,005	1	3,87	<0,01	0	3,94	<0,01
Ce	32,0	3,02	0,003	0	3,94	<0,01	0	3,94	<0,01
Pr	26,0	2,23	0,026	0	3,94	<0,01	17	2,82	0,005
Nd	0,0	3,44	<0,01	0	3,94	<0,01	9	3,35	0,001
Pb	16,0	2,89	0,004	1	3,87	<0,01	0	3,94	<0,01
U	24,0	2,36	0,018	5	-3,61	<0,01	49	0,72	0,47

Стоит отметить, что в ходе эксперимента микробное разложение оказало незначительное влияние на результаты фотодеструкции РОУ, поскольку количество бактерий в начале эксперимента и через 14 и 28 дней составляло от 1 до 100 КОЕ мл⁻¹. Это в свою очередь в 100–1000 раз меньше, чем количество клеток в экспериментах по биодegradации, проводимых в нестерилизованной воде в течение того же периода времени [24]. В первые дни облучения в пробах воды уменьшались (от 4,5 до 3,8) значения pH независимо от сезона, а затем оставались довольно стабильными до конца эксперимента. Удельная проводимость напротив не продемонстрировала каких-либо систематических колебаний.

В отношении концентрации РОУ наблюдалось значимое линейное ($R^2 \geq 0,7$; $p < 0,05$) снижение и со-

ответственно увеличение процента ФРОУ со временем во фракции $<0,22$ мкм как в сезонном, так и в пространственном отношении (рис. 2). Снижение концентраций РОУ может быть связано как с переходом части в неорганическую форму, так и с разрушением высокомолекулярных органических веществ. Максимум фотодegradации РОУ приходилось на июнь (19–30 %), что согласуется с количеством суммарной радиации, которая выше в этот период года. В целом происходит уменьшение процента потери РОУ в водах в ряду топь > рям > лес, что может объясняться исходным качественным составом РОВ в этих объектах (в водах топи исходно доминируют гидрофильные низкомолекулярные соединения).

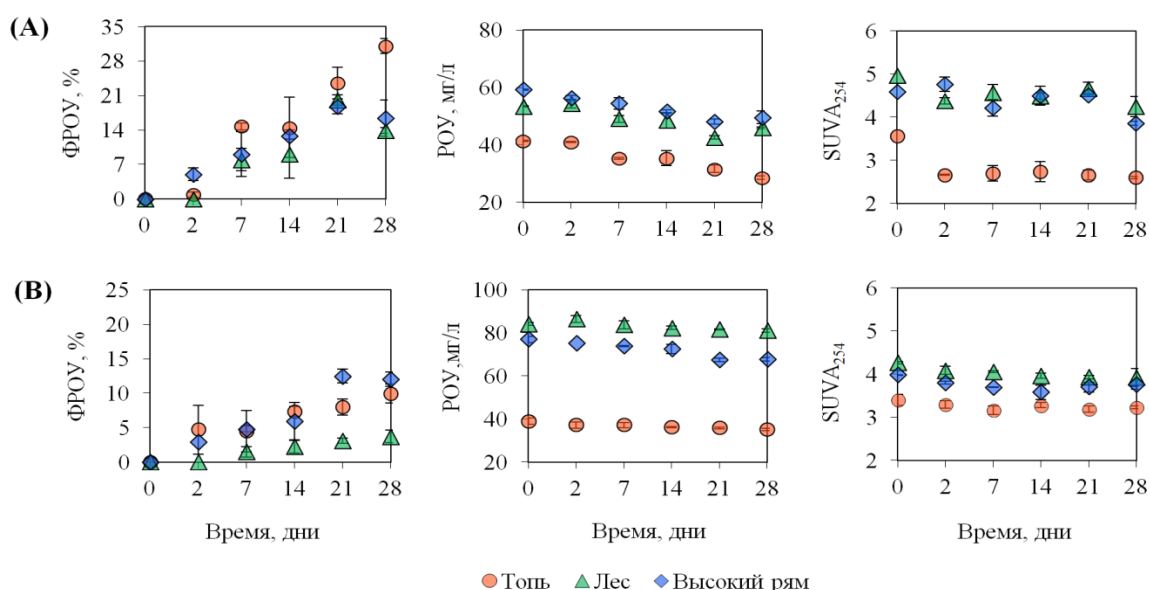


Рис. 2. Изменение концентрации РОУ (мг/л), ФРОУ (в процентах потери по отношению к контролю в каждый момент времени отбора проб) и $SUVA_{254}$ в ходе экспериментов по фотодegradации вод различных болотных ландшафтов и времен года (А – июнь; В – октябрь). Погрешности составляют ± 1 стандартное отклонение от трех повторностей

Fig. 2. Evolution of DOC concentration ($mg L^{-1}$), photodegradable DOC (percent loss relative to the control at each sampling time point), and $SUVA_{254}$ during photodegradation experiments in waters of different bog landscapes and seasons (A – June; B – October). The error bars are ± 1 SD of the triplicates

Такой показатель, как $SUVA_{254}$, косвенно описывающий содержание ароматических фрагментов в составе РОВ, а также его происхождение [46–49], имел тенденцию к уменьшению величин к концу эксперимента, что указывает на увеличение в составе РОВ гидрофильных алифатических соединений с низкой молекулярной массой. Оптические параметры ($E_2:E_3$, $E_2:E_4$, S_R) согласуются с полученными значениями $SUVA_{254}$, а именно отрицательно коррелируют с последним ($r = -0,59 \dots -0,75$ $p < 0,05$). Изменения спектральных отношений ($S_{275-295}$ и $S_{350-400}$) и величины S_R в зависимости от времени в образцах воды различных ландшафтных и сезонных условий показаны на рис. 3. Величина $S_{275-295}$ увеличивалась со временем, в то время как $S_{350-400}$ демонстрировала больший разброс со временем, но в целом к 28 дню уменьшилась. Наконец, значение S_R также возрастало, что аналогично спектральному отношению $S_{275-295}$. В целом

изменения оптических параметров отражают уменьшение молекулярной массы РОВ предположительно за счет нарушения структуры высокомолекулярных хромофоров при фотообесцвечивании, что и ведет к смещению отношений высоко- и низкомолекулярных соединений РОВ [45]. Многочисленные исследования РОВ подтверждают, что фотодegradация окрашенного растворенного органического вещества ведет к значительным изменениям оптических параметров, иногда превышающим потери РОУ [37, 43, 50, 51].

Большинство макро- и микроэлементов не показали каких-либо значительных изменений (при $p < 0,05$) в концентрациях в ходе экспериментов по фотодegradации. В то же время для ряда микроэлементов (Fe, Al, Ti, V, Mn, Y, La, Ce, Pr, Nd, и Pb) отмечается значимое систематическое линейное снижение ($R^2 = 0,58-0,94$; $p < 0,05$), в особенности в водах в июне по сравнению с октябрём (рис. 4, таблица).

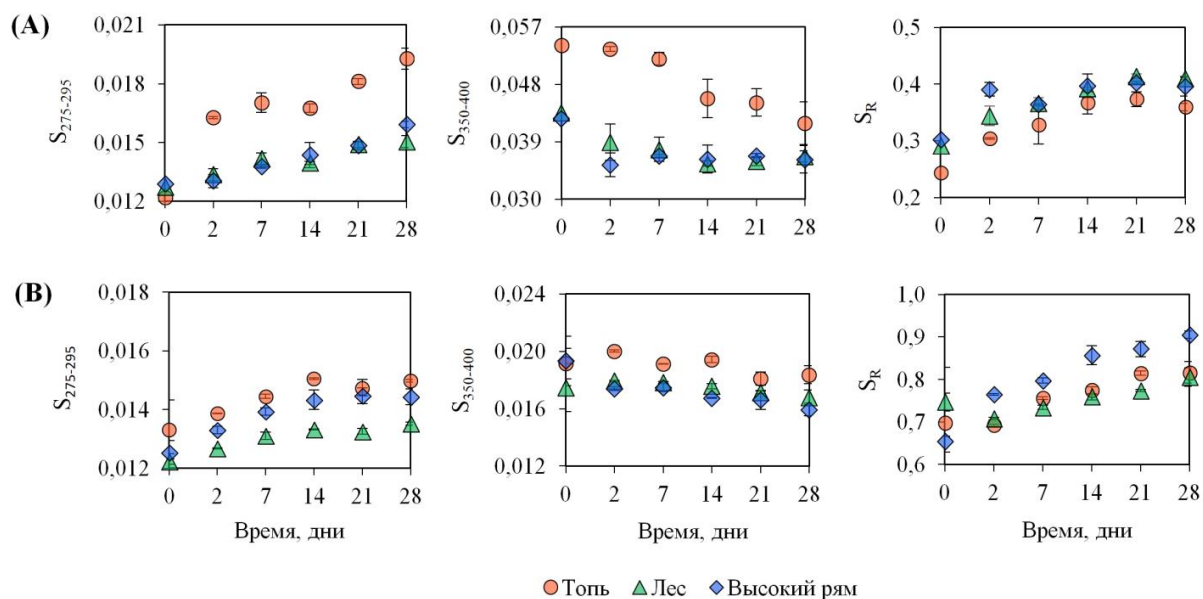


Рис. 3. Изменение спектральных отношений $S_{275-295}$ и $S_{350-400}$, а также коэффициента наклона SR при фотолизе вод различных болотных ландшафтов и сезонов (А – июнь; В – октябрь). Погрешности составляют ± 1 стандартное отклонение от трех повторностей

Fig. 3. Evolution of spectral ratios $S_{275-295}$ and $S_{350-400}$ as well as the slope ratio SR during the photolysis in waters of different bog landscapes and seasons (A – June; B – October). The error bars are ± 1 SD of the triplicates

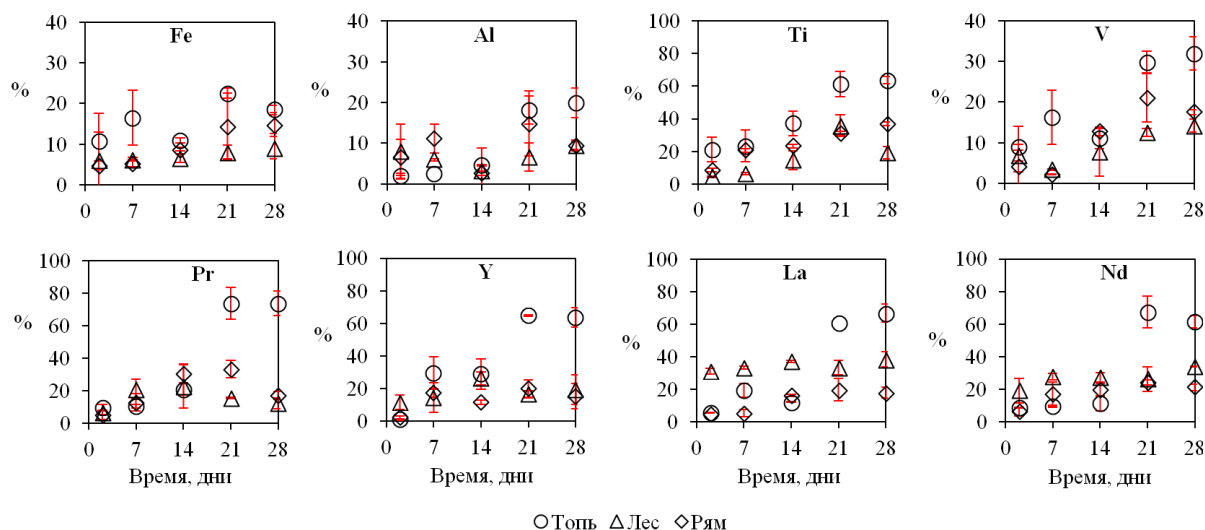


Рис. 4. Процент удаления элементов относительно контроля при фотодеградации в июне в зависимости от времени. Погрешности составляют ± 1 стандартное отклонение от трех повторностей

Fig. 4. Percentage of removed elements during photodegradation in June as a function of time. The error bars are ± 1 SD of the triplicates

Наибольшие потери относительно контроля наблюдались для редкоземельных элементов (РЗЭ) (Y, La, Ce, Pr, Nd), а также Ti, V, которые в отдельных случаях достигают 70 % (значительнее в водах топи). Снижение Fe, Al составило от 6 до 30 % к 21–28 дню эксперимента. При этом упомянутые элементы положительно коррелируют между собой и с РОУ, что говорит о схожем их поведении во время фотолиза РОВ ($r \geq 0,62$ при $p < 0,05$). Данные элементы являются одними из основных растворенных компонентов в обогащенных органическим веществом гумусовой природы водах, и биогеохимия большинства микроэлементов обуславливается их ассоциацией с Fe/Al-ор-

ганоминеральными коллоидами [2–4, 52–54]. Поэтому значительное изменение поведения растворенного Fe, Al вместе с некоторыми микроэлементами (Ti, V, и РЗЭ) и РОУ при фотолизе вод отражает совместную трансформацию и коагуляцию ор-Fe-Al коллоидов. Многие другие, достаточно консервативные элементы (щелочные, щелочноземельные металлы) не изменяют значимо свои концентрации, и их потери в среднем составляют 10 ± 10 % ($R^2 < 0,3$; $p < 0,05$).

Несмотря на имеющуюся противоречивую информацию о процессах био- и фотодеструкции [55, 56], которая в большинстве случаев относится к высокоширотным торфяникам, полученные в насто-

ящей работе результаты сопоставимы с имеющимися данными, согласно которым фотохимическое окисление может составлять от 70 до 95 % общего количества РОУ, перерабатываемого в водной толще [37, 38, 40, 42, 57, 58]. В целом различия в фоторазлагаемости РОВ могут обуславливаться как временем его пребывания в воде (чем короче это время, например, в малых реках, тем выше фототабильность РОУ), так и способом отбора проб (стоячая вода в середине лета более устойчива, поскольку уже подверглась воздействию солнечного света).

Заключение

Изучено влияние процесса фотодеструкции на качественный и количественный состав растворенных органических веществ и поведение металлов в пробах воды болотных ландшафтов таежной зоны Западной Сибири в пространственно-временном масштабе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Biogeochemistry of carbon, major and trace elements in watersheds of northern Eurasia drained to the arctic ocean: the change of fluxes, sources and mechanisms under the climate warming perspective / O.S. Pokrovsky, J. Viers, B. Dupré, F. Chabaux, J. Gailardet, S. Audry, A.S. Prokushkin, L.S. Shirokova, S.N. Kirpotin, S.A. Lapitsky, V.P. Shevchenko // *Comptes Rendus Geoscience*. – 2012. – V. 344. – № 11–12. – P. 663–677.
2. Pokrovsky O.S., Schott J. Iron colloids/organic matter associated transport of major and trace elements in small boreal rivers and their estuaries (NW Russia) // *Chem. Geol.* – 2002. – V. 190. – № 1–4. – P. 141–179.
3. Aiken G.R., Hsu-Kim H., Ryan J.N. Influence of dissolved organic matter on the environmental fate of metals, nanoparticles, and colloids // *Environ. Sci. Technol.* – 2011. – V. 48. – № 8. – P. 3196–3201.
4. Speciation, size fractionation and transport of trace elements in the continuum soil water–mire–humic lake–river–large oligotrophic lake of a subarctic watershed / S.M. Ilina, S.A. Lapitskiy, Y.V. Alekhin, J. Viers, M. Benedetti, O.S. Pokrovsky // *Aquat. Geochem.* – 2016. – V. 22. – № 1. – P. 65–95.
5. Colloidal organic carbon and trace elements in peat porewaters across a permafrost gradient in Western Siberia / T.V. Raudina, S.V. Loiko, D.M. Kuzmina, L.S. Shirokova, S.P. Kulizhskiy, E.A. Golovatskaya, O.S. Pokrovsky // *Geoderma*. – 2021. – V. 390. – P. 114971.
6. Low biodegradability of particulate organic carbon mobilized from thaw slumps on the Peel Plateau, NT, and possible chemosynthesis and sorption effects / S. Shakil, S.E. Tank, J.E. Vonk, S. Zolkos // *Biogeosciences*. – 2022. – V. 19. – № 7. – P. 1871–1890.
7. Controls on dissolved organic matter (DOM) degradation in a headwater stream: the influence of photochemical and hydrological conditions in determining light-limitation or substrate limitation of photodegradation / R.M. Cory, K.H. Harrold, B.T. Neilson, G.W. Kling // *Biogeosciences*. – 2015. – V. 12. – № 22. – P. 6669–6685.
8. Organic matter degradation across ecosystem boundaries: the need for a unified conceptualization / D.N. Kothawala, A.M. Kellerman, N. Catalán, L.J. Tranvik // *Trends Ecol. Evol.* – 2021. – V. 36. – № 2. – P. 113–122.
9. Maisonneuve Ph., Guillemette F., Lapierre J.-F. Biological and photochemical reactivity of dissolved organic matter in a large temperate river // *Limnology and Oceanography*. – 2022. – V. 67. – № 6. – P. 1388–1401.
10. Stream dissolved organic matter in permafrost regions shows surprising compositional similarities but negative priming and nutrient effects / E. Wologo, S. Shakil, S. Zolkos, S. Textor, S. Ewing, J. Klassen, R.G.M. Spencer, D.C. Podgorski, S.E. Tank, M.A. Baker, J.A. O'Donnell, K.P. Wickland, S.S.W. Foks, J.P. Zarnetske, J. Lee-Cullin, F. Liu, Y. Yang, P. Kortelainen, J. Kolehmainen, B.W. Abbott // *Global Biogeochemical Cycle*. – 2021. – V. 35. – e2020GB006719.

Установлено, что от 3 до 30 % РОУ может быть удалено из почвенной воды под воздействием солнечного света с максимальными значениями в начале июня. При этом осенью, несмотря на уменьшение количества солнечной радиации, ФРОУ также может достигать 10–12 %. Отмечается значительное изменение оптических параметров, что согласуется с поведением РОВ во время фотоллиза. Помимо этого, под воздействием инсоляции происходит трансформация органо-минеральных соединений, что приводит к изменению форм металлов. Некоторые микроэлементы показывают схожее с РОВ, Al и Fe поведение, что подтверждает важность органических и органо-Fe-Al-коллоидов, определяющих поведение большинства элементов в кислых водах с высоким содержанием органического вещества.

Исследование выполнено за счет гранта РНФ № 21-77-00021.

11. Cory R.M., Kling G.W. Interactions between sunlight and microorganisms influence dissolved organic matter degradation along the aquatic continuum // *Limnol. Oceanogr. Lett.* – 2018. – V. 3. – № 3. – P. 102–116.
12. Great Vasyugan mire: how the world's largest peatland helps addressing the world's largest problems / S.N. Kirpotin, O.A. Antoshkina, A.E. Berezin, S. Elshehawi, A. Feurdean, E.D. Lapshina, O.S. Pokrovsky, A.M. Peregon, N.M. Semenova, F. Tanneberger et al. // *Ambio*. – 2021. – V. 50. – P. 2038–2049.
13. Carbon emission from Western Siberian inland waters / J. Karlsson, S. Serikova, S.N. Vorobyev, G. Rocher-Ros, B. Denfeld, O.S. Pokrovsky // *Nat. Commun.* – 2021. – V. 12. – 825.
14. Inisheva L.I., Kobak K.I., Turchinovich I.E. Evolution of the paludification process, and carbon accumulation rate in bog ecosystems of Russia // *Geography Natural Resources*. – 2009. – V. 34. – P. 246–253.
15. Болотные системы Западной Сибири и их природоохранное значение / О.Л. Лисс, Л.И. Абрамова, Н.А. Аветов, Н.А. Березина, Л.И. Инишева, Т.В. Курнишкова, З.А. Слук, Т.Ю. Толпышева, Н.К. Шведчикова. – Тула: Гриф и Ко, 2001. – 584 с.
16. Peatlands of the Western Siberian lowlands: current knowledge on zonation, carbon content and Late Quaternary history / K.V. Kremenetski, A.A. Velichko, O.K. Borisova, G.M. MacDonald, L.C. Smith, K.E. Frey, L.A. Orlova // *Quaternary Science Reviews*. – 2003. – V. 22. – № 5–7. – P. 703–723.
17. Савичев О.Г. Химический состав болотных вод на территории Томской области (Западная Сибирь) и их взаимодействие с минеральными и органо-минеральными соединениями // *Известия Томского политехнического университета*. – 2009. – Т. 314. – № 1. – С. 72–77.
18. Иванова Е.С., Харанжевская Ю.А., Воистинова Е.С. Многолетняя динамика содержания гуминовых веществ в водах низинного болота в южно-таежной подзоне Западной Сибири // *Вестник ТГУ. Биология*. – 2012. – Т. 18. – № 2. – С. 7–16.
19. Kharanzhevskaya Y.A., Voistina E.S., Sinyutkina A.A. Spatial and temporal variations in mire surface water chemistry as a function of geology, atmospheric circulation and zonal features in the south-eastern part of Western Siberia // *Sci. Total Environ.* – 2020. – V. 733. – 139343.
20. Dissolved organic carbon and major and trace elements in peat porewater of sporadic, discontinuous, and continuous permafrost zones of western Siberia / T.V. Raudina, S.V. Loiko, A.G. Lim, I.V. Krickov, L.S. Shirokova, G.I. Istigechev, D.M. Kuzmina, S.P. Kulizhsky, S.N. Vorobyev, O.S. Pokrovsky // *Biogeosciences*. – 2017. – V. 14. – P. 3561–3584.
21. Organic and organo-mineral colloids in discontinuous permafrost zone / O.S. Pokrovsky, R.M. Manasypov, S.V. Loiko, L.S. Shirokova // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 2016. – V. 188. – P. 1–20.
22. Ефремова Т.Т., Ефремов С.П. Гумусовые вещества болотных экосистем таежной зоны Западной Сибири // *Почвы и окружающая среда*. – 2021. – Т. 4. – № 4. – e159.

23. Dissolved organic matter biodegradation along a hydrological continuum in a discontinuous permafrost area: case study of northern Siberia and Sweden / D. Payandi-Rolland, L.S. Shirokova, M. Tesfa, A.G. Lim, D. Kuzmina, P. Benezeth, J. Karlsson, R. Giesler, O.S. Pokrovsky // *Sci. Total Environ.* – 2020. – V. 749. – P. 141463.
24. Seasonal and spatial variations of dissolved organic matter biodegradation along the aquatic continuum in the Southern Taiga Bog Complex, Western Siberia / T.V. Raudina, S.V. Smirnov, I.V. Lushchaeva, G.I. Istigchev, S.P. Kulizhskiy, E.A. Golovatskaya, L.S. Shirokova, O.S. Pokrovsky // *Water*. – 2022. – V. 14. – P. 3969.
25. Photochemical release of humic and fulvic acid-bound metals from simulated soil and stream water / P. Porcal, A. Amirbahman, J. Kopacek, F. Novak, S.A. Norton // *J. Environ. Monit.* – 2009. – V. 11. – P. 1064–1071.
26. Porcal P., Dillon P.J., Molot L.A. Photochemical production and decomposition of particulate organic carbon in a freshwater stream // *Aquat. Sci.* – 2013. – V. 75. – P. 469–482.
27. Photo-oxidation of dissolved organic matter in river water and its effect on trace element speciation / A.M. Shiller, S. Duan, P. van Erp, T.S. Bianchi // *Limnol. Oceanogr.* – 2006. – V. 51. – № 4. – P. 1716–1728.
28. Iron redox transformations in continuously photolyzed acidic solutions containing natural organic matter: kinetic and mechanistic insights / S. Garg, C. Jiang, C.J. Miller, A.L. Rose, T.D. Waite // *Environ. Sci. Technol.* – 2013. – V. 47. – № 16. – P. 9190–9197.
29. Doane T.A. A survey of photogeochemistry // *Geochem. Trans.* – 2017. – V. 18. – 1.
30. Photochemical flocculation of terrestrial dissolved organic matter and iron / J.R. Helms, J. Mao, K. Schmidt-Rohr, H. Abdulla, K. Mopper // *Geochim. Cosmochim.* – 2013. – V. 121. – P. 398–413.
31. Coagulation of organo-mineral colloids and formation of low molecular weight organic and metal complexes in boreal humic river water under UV-irradiation / O.Yu. Drozdova, A.R. Aleshina, V.V. Tikhonov, S.A. Lapitskiy, O.S. Pokrovsky // *Chemosphere*. – 2020. – V. 250. – P. 126216.
32. Kopacek J., Klementova S., Norton S.A. Photochemical production of ionic and particulate aluminum and iron in lakes // *Environ. Sci. Technol.* – 2005. – V. 117. – № 39. – P. 3656–3662.
33. Zepp R.G., Callaghan T.V., Erickson D.J. Effects of enhanced solar ultraviolet radiation on biogeochemical cycles // *J. Photochem. Photobiol.* – 1998. – V. 46. – № 1–3. – P. 69–82.
34. Wetzel R.G., Hatcher P.G., Bianchi T.S. Natural photolysis by ultraviolet irradiance of recalcitrant dissolved organic matter to simple substrates for rapid bacterial metabolism // *Limnol. Oceanogr.* – 1995. – V. 40. – № 8. – P. 1369–1380.
35. Tranvik L.J., Bertilsson S. Contrasting effects of solar UV radiation on dissolved organic sources for bacterial growth // *Ecol. Lett.* – 2001. – V. 4. – № 5. – P. 458–463.
36. Vähätalo A.V., Wetzel R.G. Photochemical and microbial decomposition of chromophoric dissolved organic matter during long (months-years) exposures // *Mar. Chem.* – 2004. – V. 89. – № 1–4. – P. 313–326.
37. Photochemical transformation of allochthonous organic matter provides bioavailable nutrients in a humic lake / A.V. Vähätalo, K. Salonen, U. Münster, M. Järvinen, R.G. Wetzel // *Acta Hydrobiol.* – 2003. – V. 156. – № 3. – P. 287–314.
38. Sunlight controls water column processing of carbon in arctic fresh waters lake / R.M. Cory, C.P. Ward, B.C. Crump, G.W. Kling // *Science*. – 2014. – V. 345. – № 6199. – P. 925–928.
39. Прогноз погоды по данным метеостанции Бакчар. URL: <https://rp5.ru/> (дата обращения: 12.12.2022).
40. Moran M.A., Sheldon W.M., Zepp R.G. Carbon loss and optical property changes during long-term photochemical and biological degradation of estuarine dissolved organic matter // *Limnol. Oceanogr.* – 2000. – V. 45. – № 6. – P. 1254–1264.
41. Vähätalo A.V., Wetzel R.G. Photochemical and microbial decomposition of chromophoric dissolved organic matter during long (months-years) exposures // *Mar. Chem.* – 2004. – V. 89. – № 1–4. – P. 313–326.
42. Photodegradation of fluorescent dissolved organic matter in river waters / K.M.G. Mostofa, T. Yoshioka, E. Konohira, E. Tanoue // *Geochem. J.* – 2007. – V. 41. – № 5. – P. 323–331.
43. Photochemical, microbial and metal complexation behavior of fluorescent dissolved organic matter in the aquatic environments / K.M.G. Mostofa, F. Wu, C.-Q. Liu, D. Vione, T. Yoshioka, H. Sakugawa, E. Tanoue // *Geochem. J.* – 2011. – V. 45. – № 3. – P. 235–254.
44. Seo E.Y., Ahn T.S., Zo Y.G. Agreement, precision, and accuracy of epifluorescence microscopy methods for enumeration of total bacterial numbers // *Appl. Environ. Microbiol.* – 2010. – V. 76. – P. 1981–1991.
45. Absorption spectral slopes and slope ratios as indicators of molecular weight, source, and photobleaching of chromophoric dissolved organic matter / J.R. Helms, A. Stubbins, J.D. Ritchie, E.C. Minor, D.J. Kieber, K. Mopper // *Limnol. Oceanogr.* – 2008. – V. 53. – P. 955–969.
46. Chin Y.-P., Aiken G., O'Loughlin E. Molecular weight, polydispersity, and spectroscopic properties of aquatic humic substances // *Environ. Sci. Technol.* – 1994. – V. 28. – № 11. – P. 1853–1858.
47. Evaluation of specific ultraviolet absorbance as an indicator of the chemical composition and reactivity of dissolved organic carbon / J.L. Weishaar, G.R. Aiken, B.A. Bergamaschi, M.S. Fram, R. Fujii, K. Mopper // *Environ. Sci. Technol.* – 2003. – V. 37. – № 20. – P. 4702–4708.
48. Hur J., Williams M.A., Schlautman M.A. Evaluating spectroscopic and chromatographic techniques to resolve dissolved organic matter via end member mixing analysis // *Chemosphere*. – 2006. – V. 63. – № 3. – P. 387–402.
49. UV-visible absorbance spectroscopy as a proxy for peatland dissolved organic carbon (DOC) quantity and quality: considerations on wavelength and absorbance degradation / M. Peacock, C.D. Evans, N. Fenner, C. Freeman, R. Gough, T.G. Jones, I. Lebrun // *Environ. Sci.: Processes Impacts*. – 2014. – V. 16. – № 6. – P. 1445–1461.
50. Reche I., Pace M.L., Cole J.J. Modeled effects of dissolved organic carbon and solar spectra on photobleaching in lake ecosystems // *Ecosystems*. – 2000. – V. 3. – P. 419–432.
51. Photochemical degradation of dissolved organic matter and dissolved lignin phenols from the Congo River / R.G.M. Spencer, A. Stubbins, P.J. Hernes, A. Baker, K. Mopper, A.K. Aufdenkampe, R.Y. Dyda, V.L. Mwamba, A.M. Mangangu, J.N. Wabakhanzi, J. Six // *J. Geophys. Res.* – 2009. – V. 114. – G03010.
52. Gareis J.A.L., Lesack L.F.W. Photodegraded dissolved organic matter from peak freshet river discharge as a substrate for bacterial production in a lake-rich great Arctic delta // *Arctic Science*. – 2018. – V. 4. – P. 557–583.
53. Abundance, size distributions and trace element binding of organic and iron-rich nanocolloids in Alaskan rivers, as revealed by field-flow fractionation and ICP-MS / B. Stolpe, L. Guo, A.M. Shiller, G.R. Aiken // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 2013. – V. 105. – P. 221–239.
54. Trace elements in organic- and iron-rich surficial fluids of boreal zone: assessing colloidal forms via dialysis and ultrafiltration / E. Vasyukova, O.S. Pokrovsky, J. Viers, P. Oliva, B. Dupré, F. Martin, F. Candaup // *Geochim. Cosmochim.* – 2010. – V. 74. – № 2. – P. 449–468.
55. Biodegradability of dissolved organic carbon in permafrost soils and aquatic systems: a meta-analysis / J.E. Vonk, S.E. Tank, P.J. Mann, R.G.M. Spencer, C.C. Treat, R.G. Striegl, B.W. Abbott, K.P. Wickland // *Biogeosciences*. – 2015. – V. 12. – № 23. – P. 6915–6930.
56. Humic surface waters of frozen peat bogs (permafrost zone) are highly resistant to bio- and photodegradation / L.S. Shirokova, A.V. Chupakov, S.A. Zabelina, N.V. Neverova, D. Payandi-Rolland, C. Causserand, J. Karlsson, O.S. Pokrovsky // *Biogeosciences*. – 2019. – V. 16. – № 12. – P. 2511–2526.
57. Photochemical alteration of organic carbon draining permafrost soils shifts microbial metabolic pathways and stimulates respiration / C.P. Ward, S.G. Nalven, B.C. Crump, G.W. Kling, R.M. Cory // *Nat. Commun.* – 2017. – V. 8. – 772.
58. Moody C.S., Worrall F. Toward understanding organic matter fluxes and reactivity in surface waters: Filtering impact on DOC and POC degradation // *Hydrological Processes*. – 2021. – V. 35. – № 3. – e14067.

Поступила: 13.03.2023 г.

Прошла рецензирование: 12.05.2023 г.

Информация об авторах

Раудина Т.В., кандидат биологических наук, старший научный сотрудник, доцент кафедры почвоведения и экологии почв Биологического института Томского государственного университета.

Смирнов С.В., кандидат физико-математических наук, доцент кафедры метеорологии и климатологии геолого-географического факультета Томского государственного университета; старший научный сотрудник Института мониторинга климатических и экологических систем СО РАН.

Истигечев Г.И., младший научный сотрудник лаборатории «БиоГеоКлим» Биологического института Томского государственного университета.

Покровский О.С., кандидат геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории «Био-ГеоКлим» Биологического института Томского государственного университета; директор по исследованиям Института экологии и окружающей среды Национального центра научных исследований.

UDC 556.114:544.526: 543.421/.424

PHOTOCHEMICAL TRANSFORMATION OF DISSOLVED ORGANIC MATTER AND BEHAVIOR OF METALS IN THE WATERS OF THE SOUTHERN TAIGA BOG COMPLEX, WESTERN SIBERIA

Tatiana V. Raudina¹,
tanya_raud@mail.ru

Sergei V. Smirnov¹,
smirnov@imces.ru

Georgiy I. Istigechev¹,
istigechev.g@yandex.ru

Oleg S. Pokrovsky^{1,3},
oleg.pokrovsky@get.omp.eu

¹ Tomsk State University,
36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Institute of monitoring climatic and ecological systems SB RAS,
10/3, Akademicheskoy avenue, Tomsk, 634055, Russia.

³ Geoscience and Environment Toulouse, UMR 5563 CNRS,
14, avenue Edouard Belin, 31400, Toulouse, France.

The relevance. Dissolved organic matter is one of the largest biologically available sources of carbon in terrestrial and aquatic ecosystems, and its dynamics is critical to local and global carbon cycles. Destruction of organic matter during migration determines the biological cycle of elements and their stability. Important processes that lead to the transformation or removal of the dissolved organic matter are biodegradation and photodegradation. To date, enough research has been carried out to study the composition of humic substances, forms of metals, and the processes of migration of organo-mineral compounds in natural waters of the taiga zone, Western Siberia. Work is underway to study the dissolved organic carbon bioavailability, but the mechanisms of its photochemical transformations in different seasons of the year have not been studied. At the same time, photochemical mineralization of dissolved organic compounds largely regulates the biogeochemical cycles of elements by changing their bioavailability, the intensity of carbon dioxide emission from surface waters into the atmosphere, and the removal of dissolved trace elements through precipitation and coagulation.

The main aim is to assess changes in the chemical composition and the rate of the dissolved organic matter and dissolved metals removal in the waters of the southern taiga bog complex (Western Siberia) under the sunlight exposure on a spatio-temporal scale.

Objects: soil waters within different bog landscapes (open sedge-sphagnum fen, tall ryam (pine-shrub-sphagnum phytocenosis with high pine trees), and waterlogged mixed forest) of the Bakchar bog complex located in the southeastern part of the Ob-Irtysh interfluvies, the Vasyugan plain. The waters were taken at a depth by digging a pit (40×40 cm area, 40 cm depth), which allowed the surrounding gravitational water to fill it up to the depth of 10–20 cm. The sampling took place during two field periods in 2020 (June and October).

Methods. pH, water temperature, specific conductivity (Cond) and dissolved oxygen were measured using a multiparameter instrument (WTW MULTI 3430 SET). The dissolved organic carbon was measured by a high-temperature thermic oxidation method using a Shimadzu TOC-LCPN analyzer, with an uncertainty of 2 %. The absorbance was measured at wavelengths up to 800 nm, 1 nm step using quartz 10 mm cuvette on a Cary-50 spectrophotometer. Major cations (Ca, Mg, Na, K), Si, and trace metals were determined with an ICP-MS Agilent CE 7500 with In and Re as internal standards and three various external ones. In the photodegradation experimental design, we followed the methodology which is sunlight exposure of sterile filtered (0.2 µm) samples in quartz reactors in the outdoor pool.

Results. The authors revealed the influence of photodegradation on the qualitative and quantitative composition of dissolved organic substances and the behavior of metals in water samples of bog landscapes of the taiga zone of Western Siberia on spatiotemporal scales. It was established that from 3 to 30 % of the dissolved organic carbon can be removed from soil water under the influence of sunlight with maximum values in early June. At the same time, in autumn, despite the decrease in the amount of solar radiation, the photodegradable dissolved organic carbon can also reach 10–12 %. In general, the order of the dissolved organic carbon loss in the waters of various bog landscapes was fen>ryam>forest. The dissolved organic carbon removal can be associated both with the transition of a part into an inorganic form, and with the destruction of high-molecular organic substances. A significant change ($p<0.05$) in the optical parameters is noted, which is consistent with the behavior of the dissolved organic matter during photolysis. In addition, under the influence of insolation, the transformation of organo-mineral compounds occurs, which leads to a change in the forms of metals. The greatest losses relative to control were observed for rare earth elements (Y, La, Ce, Pr, Nd), as well as Ti, V, which in some cases reach 70 % (more significant in fen waters). These trace elements show behavior similar to dissolved organic carbon, Al and Fe, which confirms the importance of organic and organo-Fe-Al-colloids determining the behavior of most elements in acidic waters with a high content of organic matter.

Key words:

Dissolved organic carbon, metals, photodegradation, experimental study, Bakchar bog complex, soil water, peat, Western Siberia.

The research was financially supported by the RSF (project no. 21-77-00021).

REFERENCES

- Pokrovsky O.S., Viers J., Dupré B., Chabaux F., Gaillardet J., Audry S., Prokushkin A.S., Shirokova L.S., Kirpotin S.N., Lapitskiy S.A., Shevchenko V.P. Biogeochemistry of carbon, major and trace elements in watersheds of northern Eurasia drained to the arctic ocean: The change of fluxes, sources and mechanisms under the climate warming prospective. *Comptes Rendus Geoscience*, 2012, vol. 344, no. 11–12, pp. 663–677.
- Pokrovsky O.S., Schott J. Iron colloids/organic matter associated transport of major and trace elements in small boreal rivers and their estuaries (NW Russia). *Chem. Geol.*, 2002, vol. 190, no. 1–4, pp. 141–179.
- Aiken G.R., Hsu-Kim H., Ryan J.N. Influence of dissolved organic matter on the environmental fate of metals, nanoparticles, and colloids. *Environ. Sci. Technol.*, 2011, vol. 48, no. 8, pp. 3196–3201.
- Ilna S.M., Lapitskiy S.A., Alekhin Y.V., Viers J., Benedetti M., Pokrovsky O.S. Speciation, size fractionation and transport of trace elements in the continuum soil water–mire–humic lake–river–large oligotrophic lake of a subarctic watershed. *Aquat. Geochem.*, 2016, vol. 22, no. 1, pp. 65–95.
- Raudina T.V., Loiko S.V., Kuzmina D.M., Shirokova L.S., Kulizhskiy S.P., Golovatskaya E.A., Pokrovsky O.S. Colloidal organic carbon and trace elements in peat porewaters across a permafrost gradient in Western Siberia. *Geoderma*, 2021, vol. 390, 114971.
- Shakil S., Tank S.E., Vonk J.E., Zolkos, S. Low biodegradability of particulate organic carbon mobilized from thaw slumps on the Peel Plateau, NT, and possible chemosynthesis and sorption effects. *Biogeosciences*, 2022, vol. 19, no. 7, pp. 1871–1890.
- Cory R.M., Harrold K.H., Neilson B.T., Kling G.W. Controls on dissolved organic matter (DOM) degradation in a headwater stream: the influence of photochemical and hydrological conditions in determining light-limitation or substrate limitation of photodegradation. *Biogeosciences*, 2015, vol. 12, no. 22, pp. 6669–6685.
- Kothawala D.N., Kellerman A.M., Catalán N., Tranvik L.J. Organic matter degradation across ecosystem boundaries: the need for a unified conceptualization. *Trends Ecol. Evol.*, 2021, vol. 36, no. 2, pp. 113–122.
- Maisonneuve Ph., Guillemette F., Lapierre J.-F. Biological and photochemical reactivity of dissolved organic matter in a large temperate river. *Limnology and Oceanography*, 2022, vol. 67, no. 6, pp. 1388–1401.
- Wologo E., Shakil S., Zolkos S., Textor S., Ewing S., Klassen J., Spencer R.G.M., Podgorski D.C., Tank S.E., Baker M.A., O'Donnell J.A., Wickland K.P., Foks S.S.W., Zarnetske J.P., Lee-Cullin J., Liu F., Yang Y., Kortelainen P., Kolehmainen J., Abbott B.W. Stream dissolved organic matter in permafrost regions shows surprising compositional similarities but negative priming and nutrient effects. *Global Biogeochemical Cycle*, 2021, vol. 35, e2020GB006719.
- Cory R.M., Kling G.W. Interactions between sunlight and microorganisms influence dissolved organic matter degradation along the aquatic continuum. *Limnol. Oceanogr. Lett.*, 2018, vol. 3, no. 3, pp. 102–116.
- Kirpotin S.N., Antoshkina O.A., Berezin A.E., Elshehawi S., Feurdean A., Lapshina E.D., Pokrovsky O.S., Peregon A.M., Semanova N.M., Tanneberger F. Great Vasyugan Mire: how the world's largest peatland helps addressing the world's largest problems. *Ambio*, 2021, vol. 50, pp. 2038–2049.
- Karlsson J., Serikova S., Vorobyev S.N., Rocher-Ros G., Denfeld B., Pokrovsky O.S. Carbon emission from Western Siberian inland waters. *Nat. Commun.*, 2021, vol. 12, 825.
- Inisheva L.I., Kobak K.I., Turchinovich I.E. Evolution of the paludification process, and carbon accumulation rate in bog ecosystems of Russia. *Geography Natural Resources*, 2009, vol. 34, pp. 246–253.
- Liss O.L., Abramova L.I., Avetov N.A., Berezina N.A., Inisheva L.I., Kumishkova T.V., Sluka Z.A., Tolpysheva T.Yu., Shvedchikova N.K. *Bolotnye sistemy Zapadnoy Sibiri i ikh prirodookhrannoe znachenie* [Mire Systems of Western Siberia and Their Role in Nature]. Tula, Grif and K^o, 2001, 584 p.
- Kremenetski K.V., Velichko A.A., Borisova O.K., MacDonald G.M., Smith L.C., Frey K.E., Orlova L.A. Peatlands of the Western Siberian lowlands: current knowledge on zonation, carbon content and Late Quaternary history. *Quaternary Science Reviews*, 2003, vol. 22, no. 5–7, pp. 703–723.
- Savichev O.G. Chemical composition of bog waters in Tomsk Oblast (West Siberia) and their interaction with mineral and organomineral compounds. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2009, vol. 314, no. 1, pp. 72–77. In Rus.
- Ivanova E.S., Kharanzhevskaya Yu.A., Voistinova E.S. Long-term dynamics of the content of humic substances in the waters of an oligotrophic bog in the southern taiga subzone of Western Siberia. *Bulletin of the TSU. Biology*, 2009, vol. 314, no. 1, pp. 72–77. In Rus.
- Kharanzhevskaya Y.A., Voistinova E.S., Sinyutkina A.A. Spatial and temporal variations in mire surface water chemistry as a function of geology, atmospheric circulation and zonal features in the south-eastern part of Western Siberia. *Sci. Total Environ.*, 2020, vol. 733, 139343.
- Raudina T.V., Loiko S.V., Lim A.G., Krickov I.V., Shirokova L.S., Istigechev G.I., Kuzmina D.M., Kulizhskiy S.P., Vorobyev S.N., Pokrovsky O.S. Dissolved organic carbon and major and trace elements in peat porewater of sporadic, discontinuous, and continuous permafrost zones of western Siberia. *Biogeosciences*, 2017, vol. 14, pp. 3561–3584.
- Krickov I.V., Pokrovsky O.S., Manasypov R.M., Lim A.G., Shirokova L.S., Viers J., Colloidal transport of carbon and metals by western Siberian rivers during different seasons across a permafrost gradient. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2019, vol. 265, pp. 221–241.
- Efremova T.T., Efremova S.pp. Humus substances in the swamp ecosystems of taiga zone of Western Siberia. *The Journal of Soils and Environment*, 2021, vol. 4, no. 4, e159. In Rus.
- Payandi-Rolland D., Shirokova L.S., Tesfa M., Lim A.G., Kuzmina D., Benezeth P., Karlsson J., Giesler R., Pokrovsky O.S. Dissolved organic matter biodegradation along a hydrological continuum in a discontinuous permafrost area: Case study of northern Siberia and Sweden. *Sci. Total Environ.*, 2020, vol. 749, 141463.
- Raudina T.V., Smirnov S.V., Lushchaeva I.V., Istigechev G.I., Kulizhskiy S.P., Golovatskaya E.A., Shirokova L.S., Pokrovsky O.S. Seasonal and spatial variations of dissolved organic matter biodegradation along the aquatic continuum in the Southern Taiga bog complex, Western Siberia. *Water*, 2022, vol. 14, 3969.
- Porcal P., Amirbahman A., Kopacek J., Novak F., Norton S.A. Photochemical release of humic and fulvic acid-bound metals from simulated soil and stream water. *J. Environ. Monit.*, 2009, vol. 11, pp. 1064–1071.
- Porcal P., Dillon P.J., Molot L.A. Photochemical production and decomposition of particulate organic carbon in a freshwater stream. *Aquat. Sci.*, 2013, vol. 75, pp. 469–482.
- Shiller A.M., Duan S., Van Erp P., Bianchi T.S. Photo-oxidation of dissolved organic matter in river water and its effect on trace element speciation. *Limnol. Oceanogr.*, 2006, vol. 51, no. 4, pp. 1716–1728.
- Garg S., Jiang C., Miller C.J., Rose A.L., Waite T.D. Iron redox transformations in continuously photolyzed acidic solutions containing natural organic matter: kinetic and mechanistic insights. *Environ. Sci. Technol.*, 2013, vol. 47, no. 16, pp. 9190–9197.
- Doane T.A. A survey of photogeochemistry. *Geochem. Trans.*, 2017, vol. 18, 1.
- Helms J.R., Mao J., Schmidt-Rohr K., Abdulla H., Mopper K. Photochemical flocculation of terrestrial dissolved organic matter and iron. *Geochim. Cosmochim.*, 2013, vol. 121, pp. 398–413.
- Drozдова O.Yu., Aleshina A.R., Tikhonov V.V., Lapitskiy S.A., Pokrovsky O.S. Coagulation of organo-mineral colloids and formation of low molecular weight organic and metal complexes in boreal humic river water under UV-irradiation. *Chemosphere*, 2020, vol. 250, 126216.
- Kopacek J., Klementova S., Norton S.A. Photochemical production of ionic and particulate aluminum and iron in lakes. *Environ. Sci. Technol.*, 2005, vol. 117, no. 39, pp. 3656–3662.
- Zepp R.G., Callaghan T.V., Erickson D.J. Effects of enhanced solar ultraviolet radiation on biogeochemical cycles. *J. Photochem. Photobiol.*, 1998, vol. 46, no. 1–3, pp. 69–82.
- Wetzel R.G., Hatcher P.G., Bianchi T.S. Natural photolysis by ultraviolet irradiance of recalcitrant dissolved organic matter to simple substrates for rapid bacterial metabolism. *Limnol. Oceanogr.*, 1995, vol. 40, no. 8, pp. 1369–1380.

35. Tranvik L.J., Bertilsson S. Contrasting effects of solar UV radiation on dissolved organic sources for bacterial growth. *Ecol. Lett.*, 2001, vol. 4, no. 5, pp. 458–463.
36. Vähätalo A.V., Wetzel R.G. Photochemical and microbial decomposition of chromophoric dissolved organic matter during long (months-years) exposures. *Mar. Chem.*, 2004, vol. 89, no. 1–4, pp. 313–326.
37. Vähätalo A.V., Salonen K., Münster U., Järvinen M., Wetzel R.G. Photochemical transformation of allochthonous organic matter provides bioavailable nutrients in a humic lake. *Acta Hydrobiol.*, 2003, vol. 156, no. 3, pp. 287–314.
38. Cory R.M., Ward C.P., Crump B.C., Kling G.W. Sunlight controls water column processing of carbon in arctic fresh waters lake. *Science*, 2014, vol. 345, no. 6199, pp. 925–928.
39. *Prognoz pogody po dannym meteostantsii Bakchar* [Weather forecast according to the meteorological station Bakchar]. Available at: <https://rp5.ru/> (accessed 12 December 2022).
40. Moran M.A., Sheldon W.M., Zepp R.G. Carbon loss and optical property changes during long-term photochemical and biological degradation of estuarine dissolved organic matter. *Limnol. Oceanogr.*, 2000, vol. 45, no. 6, pp. 1254–1264.
41. Vähätalo A.V., Wetzel R.G. Photochemical and microbial decomposition of chromophoric dissolved organic matter during long (months-years) exposures. *Mar. Chem.*, 2004, vol. 89, no. 1–4, pp. 313–326.
42. Mostofa K.M.G., Yoshioka T., Konohira E., Tanoue E. Photodegradation of fluorescent dissolved organic matter in river waters. *Geochem. J.*, 2007, vol. 41, no. 5, pp. 323–331.
43. Mostofa K.M.G., Wu F., Liu C.-Q., Vione D., Yoshioka T., Sakugawa H., Tanoue E. Photochemical, microbial and metal complexation behavior of fluorescent dissolved organic matter in the aquatic environments. *Geochem. J.*, 2011, vol. 45, no. 3, pp. 235–254.
44. Seo E.Y., Ahn T.S., Zo Y.G. Agreement, precision, and accuracy of epifluorescence microscopy methods for enumeration of total bacterial numbers. *Appl. Environ. Microbiol.*, 2010, vol. 76, pp. 1981–1991.
45. Helms J.R., Stubbins A., Ritchie J.D., Minor E.C., Kieber D.J., Mopper K. Absorption spectral slopes and slope ratios as indicators of molecular weight, source, and photobleaching of chromophoric dissolved organic matter. *Limnol. Oceanogr.*, 2008, vol. 53, pp. 955–969.
46. Chin Y.-P., Aiken G., O'Loughlin E. Molecular weight, polydispersity, and spectroscopic properties of aquatic humic substances. *Environ. Sci. Technol.*, 1994, vol. 28, no. 11, pp. 1853–1858.
47. Weishaar J.L., Aiken G.R., Bergamaschi B.A., Fram M.S., Fujii R., Mopper K. Evaluation of specific ultraviolet absorbance as an indicator of the chemical composition and reactivity of dissolved organic carbon. *Environ. Sci. Technol.*, 2003, vol. 37, no. 20, pp. 4702–4708.
48. Hur J., Williams M.A., Schlautman M.A. Evaluating spectroscopic and chromatographic techniques to resolve dissolved organic matter via end member mixing analysis. *Chemosphere*, 2006, vol. 63, no. 3, pp. 387–402.
49. Peacock M., Evans C.D., Fenner N., Freeman C., Gough R., Jones T.G., Lebron I. UV-visible absorbance spectroscopy as a proxy for peatland dissolved organic carbon (DOC) quantity and quality: considerations on wavelength and absorbance degradation. *Environ. Sci.: Processes Impacts*, 2014, vol. 16, no. 6, pp. 1445–1461.
50. Reche I., Pace M.L., Cole J.J. Modeled effects of dissolved organic carbon and solar spectra on photobleaching in lake ecosystems. *Ecosystems*, 2000, vol. 3, pp. 419–432.
51. Spencer R.G.M., Stubbins A., Hernes P.J., Baker A., Mopper K., Aufdenkampe A.K., Dyda R.Y., Mwamba V.L., Mangangu A.M., Wabakanghanzi J.N., Six J. Photochemical degradation of dissolved organic matter and dissolved lignin phenols from the Congo River. *J. Geophys. Res.*, 2009, vol. 114, G03010.
52. Gareis J.A.L., Lesack L.F.W. Photodegraded dissolved organic matter from peak freshet river discharge as a substrate for bacterial production in a lake-rich great Arctic delta. *Arctic Science*, 2018, vol. 4, pp. 557–583.
53. Stolpe B., Guo L., Shiller A.M., Aiken G.R. Abundance, size distributions and trace element binding of organic and iron-rich nanocolloids in Alaskan rivers, as revealed by field-flow fractionation and ICP-MS. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2013, vol. 105, pp. 221–239.
54. Vasyukova E., Pokrovsky O.S., Viers J., Oliva P., Dupré B., Martin F., Candaup F. Trace elements in organic- and iron-rich surficial fluids of boreal zone: assessing colloidal forms via dialysis and ultrafiltration. *Geochim. Cosmochim.*, 2010, vol. 74, no. 2, pp. 449–468.
55. Vonk J.E., Tank S.E., Mann P.J., Spencer R.G.M., Treat C.C., Striegl R.G., Abbott B.W., Wickland K.P. Biodegradability of dissolved organic carbon in permafrost soils and aquatic systems: a meta-analysis. *Biogeosciences*, 2015, vol. 12, no. 23, pp. 6915–6930.
56. Shirokova L.S., Chupakov A.V., Zabelina S.A., Neverova N.V., Payandi-Rolland D., Causserand C., Karlsson J., Pokrovsky O.S. Humic surface waters of frozen peat bogs (permafrost zone) are highly resistant to bio- and photodegradation. *Biogeosciences*, 2019, vol. 16, no. 12, pp. 2511–2526.
57. Ward C.P., Nalven S.G., Crump B.C., Kling G.W., Cory R.M. Photochemical alteration of organic carbon draining permafrost soils shifts microbial metabolic pathways and stimulates respiration. *Nat. Commun.*, 2017, vol. 8, 772.
58. Moody C.S., Worrall F. Toward understanding organic matter fluxes and reactivity in surface waters: Filtering impact on DOC and POC degradation. *Hydrological Processes*, 2021, vol. 35, no. 3, e14067.

Received: 13 March 2023.

Reviewed: 12 May 2023.

Information about the authors

Tatiana V. Raudina, Cand. Sc., associate professor, senior researcher, Tomsk State University.

Sergei V. Smirnov, Cand. Sc., associate professor, Tomsk State University; senior researcher, IMCES SB RAS.

Georgiy I. Istigechev, junior researcher, Tomsk State University.

Oleg S. Pokrovsky, Cand. Sc., chief researcher, Tomsk State University; research director, Geoscience and Environment Toulouse, UMR 5563 CNRS.

УДК 622.23.05

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ ВИНТОВЫМ БУРОМ

Мартюченко Игорь Гаврилович¹,
rosdortex_sstu@rambler.ru

Зенин Максим Иванович¹,
zenin-1995@mail.ru

Колесников Алексей Юрьевич¹,
kolesnikovaleksei@yandex.ru

Бойков Евгений Васильевич¹,
boykov_e@mail.ru

¹ Саратовский технический университет имени Гагарина Ю.А.,
Россия, 410054, г. Саратов, ул. Политехническая 77.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью создания нового бурового инструмента для бурения мерзлого грунта в сложных условиях. Это направление исследований является важным и актуальным для обеспечения образования скважин на мерзлых песках, так как винтовой буровой инструмент осуществляет деформацию отрыва мерзлого грунта, что позволяет бурить труднобуримые грунты, а именно мерзлые пески.

Цель: исследовать процесс взаимодействия разрушающей части винтового бура с мерзлым грунтом и определить рациональные значения геометрических параметров винтовой лопасти при достижении наименьшего значения усилия отрыва грунта и наибольшего значения производительности процесса бурения.

Объекты: взаимодействие разрушающей части винтовой лопасти винтового бура с мерзлым грунтом.

Методы: построение графиков зависимостей факторов, показывающих энергоемкость процесса бурения, от угла поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит его приращение, и от шага винтовой лопасти на втором участке разрушающей части винтового бура; анализ полученных результатов теоретических исследований усилия отрыва грунта и производительности процесса бурения грунта от геометрических параметров винтовой лопасти бурового инструмента на мерзлых грунтах.

Результаты. Исследовалось влияние геометрических параметров винтового бура на процесс образования скважины. Были получены зависимости усилий, затрачиваемых на отрыв грунта, построены графики. Была определена прямая зависимость производительности процесса бурения от угла поворота радиуса винтовой лопасти и от шага винтовой лопасти на втором участке разрушающей части винтового бура. По результатам теоретических исследований проведен анализ полученных зависимостей и найдена область рациональных значений геометрических параметров винтовой лопасти винтового бура на мерзлых грунтах.

Ключевые слова:

Бурение скважин, мерзлые грунты, винтовой бур, разрушение грунта, образование скважин, буровой инструмент.

Введение

На территории Сибири, где в большей степени преобладает мерзлый грунт, ведутся строительные работы с применением бурового инструмента, а также поисково-разведочные работы и добыча полезных ископаемых. Мерзлый грунт по глубине залегания имеет структуру слоев, состоящих из различных типов грунтов – от мерзлого песка до талых пород. Такая структура мерзлых грунтов приводит к усложнению производства буровых работ и к повышению требований к буровому инструменту. Особую проблему представляют слои мерзлого песка, который по своим свойствам резко отличается от других типов мерзлых грунтов. К ним относятся:

- высокая механическая прочность, сопоставимая с прочностью бетона, что приводит к повышенным энергозатратам и при определенных условиях даже к выходу бурового инструмента из строя;
- высокая абразивность, которая затрудняет процесс бурения и оказывает разрушающее действие

на рабочую поверхность бурового инструмента [1–8].

Существующие буровые инструменты, используемые на мерзлых грунтах, например, лопастные, шарошечные или режуще-шарошечные, не всегда способны эффективно работать на тех или иных категориях грунтов [9–13].

Механическая прочность мерзлых грунтов зависит от вида деформации. Относительное соотношение удельного сопротивления мерзлого грунта различным видам деформации показано в таблице. Наиболее энергоемким видом деформации является вдавливание, а менее энергоемким – разрыв [14–19].

Повышение эффективности буровых инструментов направлено на осуществление разрушения грунта деформацией сдвига или разрыва [20–27].

Деформацию сдвига и отрыва мерзлого грунта при образовании скважин реализует винтовой бур [27].

Винтовой буровой инструмент состоит из сердечника с размещенной на нем винтовой лопастью, которая состоит из двух частей: заходной и разрушающей [28].

Таблица. Относительные соотношения удельного сопротивления мерзлого грунта различным видам деформации
Table. Relative ratios of the specific resistance of frozen soil to various types of deformation

Характер деформации Deformation nature	Разрыв Breaking	Сжатие Compression	Сдвиг Shift	Изгиб Bending	Резание Cutting	Вдавливание Indentation
Среднее значение относительного показателя Average value of the relative indicator	1	3	1,7	2	7	21

Заходная часть бура необходима для создания тяговой способности в процессе бурения и осуществления его погружения без приложения осевого задавливающего усилия.

Разрушающая часть состоит из винтовой лопасти с переменными геометрическими параметрами и представляет собой два участка. На первом участке винтовая лопасть бурового инструмента имеет постоянный шаг и переменный изменяемый радиус на угол (ψ). На втором участке винтовая лопасть имеет постоянный радиус и увеличивающийся в два раза шаг, при этом изменяется угол наклона верхней образующей поверхности винтовой лопасти к оси вращения – от острого до прямого угла [29, 30].

Процесс разрушения мерзлого грунта винтовым буром осуществляется следующим образом. За счет значительного вылета винтовой лопасти, вследствие увеличения радиуса, и изменения угла наклона образующей верхней поверхности винтовой лопасти к оси вращения, относительно последнего витка заходной

части лопасти, происходит разрушение грунта деформацией отрыва и сдвига. Вследствие увеличения радиуса винтовая лопасть бура внедряется в массив мерзлого грунта, работая как клиновой инструмент, тем самым осуществляется расклинивающее усилие, которое приводит к появлению трещины в сторону забоя за счет формирования силы отрыва грунта P_3 . В результате действия первого участка винтовой лопасти бура протекает отрыв и сдвиг грунта (рис. 1). Открытую поверхность и окончательное формирование скважины осуществляется вторым участком винтовой лопасти бурового инструмента.

Новая геометрическая форма бурового инструмента реализует деформации сдвига и отрыва мерзлого грунта за счет расклинивающего усилия винтовой лопасти бура. Это позволяет бурить грунты, обладающие высокой прочностью, большим сопротивлением резанию и хрупкостью. К таким грунтам, в первую очередь, относится мерзлый песок, бурение которого представляет наибольшую трудность при производстве буровых работ.

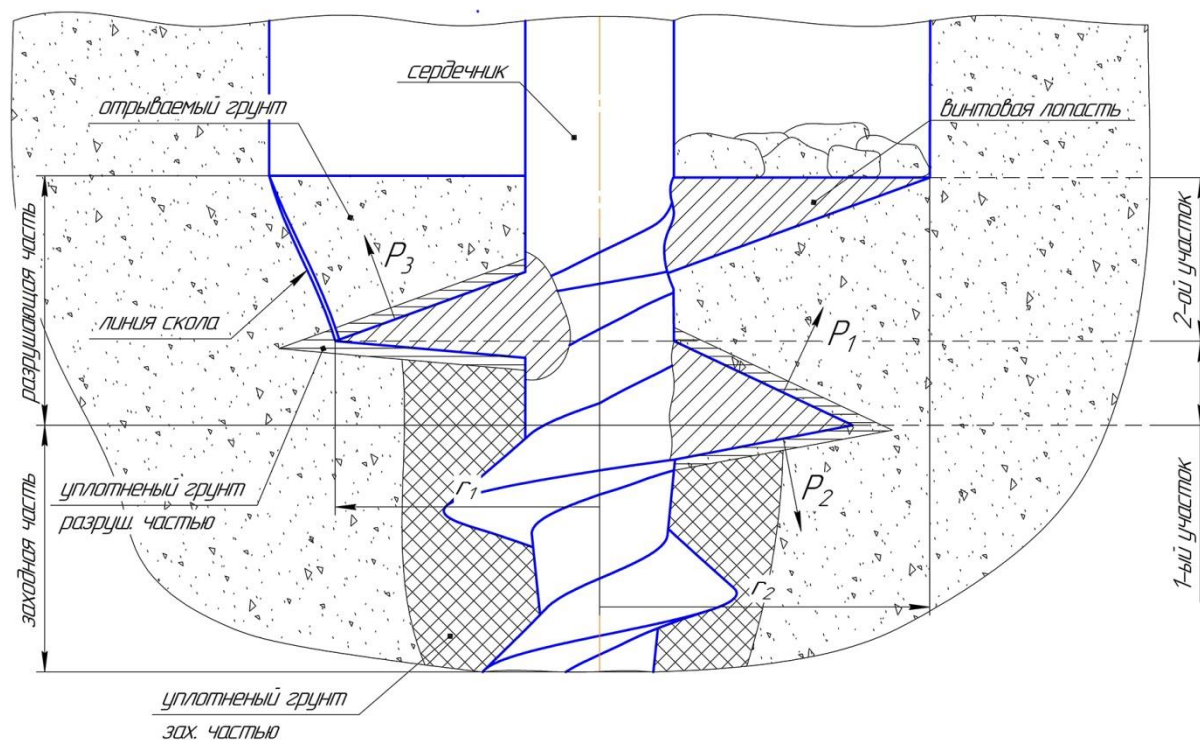


Рис. 1. Схема для определения результирующего усилия

Fig. 1. Scheme for determining the resulting force

Общий анализ существующих исследований процесса взаимодействия бурового инструмента с мерзлым грунтом показал, что исследований процесса бурения, реализующего деформации отрыва и сдвига грунта, недостаточно для создания нового типа бурового инструмента.

В связи с этим были проведены теоретические исследования винтового бура, отражающие процесс взаимодействия винтовой лопасти разрушающей части бурового инструмента с мерзлым грунтом.

Методы и материалы

Целью теоретических исследований являлось исследование процесса взаимодействия разрушающей части винтового бора с мерзлым грунтом и определение рациональных значений геометрических параметров винтовой лопасти при достижении наименьшего значения усилия отрыва грунта и наибольшего значения производительности процесса бурения.

Исследуемыми геометрическими параметрами винтовой лопасти являлись следующие геометрические параметры:

- угол поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит его приращение;
- шаг винтовой лопасти на втором участке.

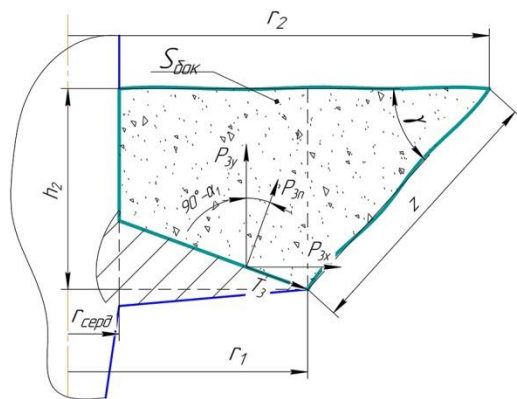


Рис. 2. Схема для определения необходимого усилия на отрыв грунта

Fig. 2. Scheme for determining the required effort to lift the soil

Площадь отрываемого грунта находится по следующей формуле:

$$S_{отр} = S_{бок} + S_{нак}, \quad (2)$$

где $S_{бок}$ – площадь боковой поверхности отрываемого грунта, m^2 ; $S_{нак}$ – площадь наклонной поверхности отрываемого грунта, m^2 .

Площадь боковой поверхности грунта, отрываемого винтовым буровым инструментом, примет следующий вид:

$$S_{бок} = \frac{h_2 \left((r_2 - r_{серд}) + (r_1 - r_{серд}) \right)}{2} - \frac{h_2 (r_1 - r_{серд})}{2} = \frac{h_2 (r_2 - r_{серд})}{2}, \quad (3)$$

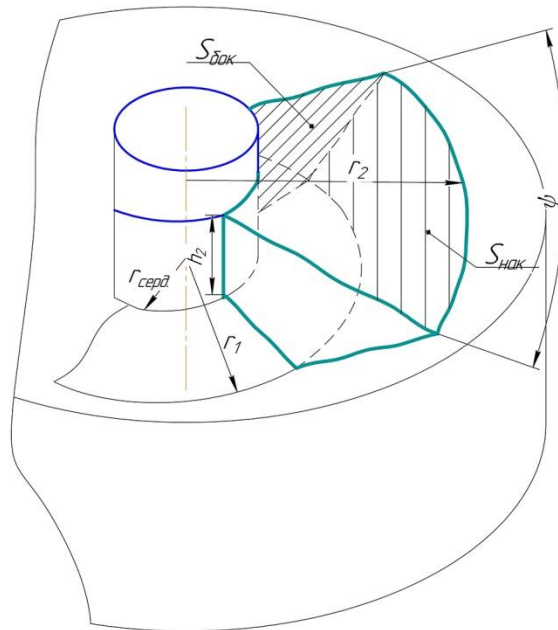
где h_2 – шаг винтовой линии на втором участке винтового бурового инструмента; r_2 – радиус винтовой лопасти в конце второго участка при работе разрушающей части винтового бурового инструмента; $r_{серд}$ – радиус сердечника на разрушающей части

Результаты и обсуждения

На поверхности винтовой лопасти действует сила, стремящаяся оторвать грунтовой массив (рис. 2). Величина вертикальной составляющей силы отрыва грунта определяется по следующему уравнению:

$$P_{3x} = P_{3n} \cdot \cos(\alpha_1) = \tau_{пр} \cdot S_{отр} \cdot \cos(\alpha_1), \quad (1)$$

где $\tau_{пр}$ – предельное значение прочности мерзлого грунта, Па; α_1 – угол наклона образующей верхней поверхности винтовой лопасти первого участка к плоскости, перпендикулярной оси вращения, град; $S_{отр}$ – площадь грунта, отрываемого винтовым буром, m^2 ; P_{3n} – результирующая сила отрыва грунта, возникающая на верхней поверхности винтовой лопасти первого участка бурового инструмента, Н.



винтового бурового инструмента; r_1 – радиус винтовой лопасти в конце первого участка при работе разрушающей части винтового бурового инструмента.

Наклонная поверхность грунта, отрываемого винтовым буровым инструментом, представляет коническую поверхность, которая образована вдоль кромки винтовой лопасти, заключённую между винтовой лопастью первого и второго участков.

Площадь наклонной поверхности скола грунта винтовым буровым инструментом в конечном виде будет следующей:

$$S_{нак} = \frac{\pi \psi_1 (r_1 + r_2)}{180^\circ \cdot 2} \sqrt{z^2 - \left[\frac{\left(\frac{\pi \psi_1 (r_2 - r_1)}{180^\circ} \right)^2}{2 \left(\frac{\pi \psi_1 (r_2 - r_1)}{180^\circ} \right)} \right]^2} + \frac{\left(\frac{\pi \psi_1}{180^\circ} \right)^2 (r_2^2 \operatorname{tg}(\omega_2) - r_1^2 \operatorname{tg}(\omega_1))}{2}, \quad (4)$$

где ψ_1 – угол поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит его приращение, на первом участке; z – длина скола грунта; ω_2 – угол подъема средней винтовой линии верхней поверхности винтовой лопасти второго участка; ω_1 – угол подъема средней винтовой линии верхней поверхности винтовой лопасти первого участка.

С учетом полученных зависимостей (1)–(4) площадь отрываемого грунта примет следующий вид:

$$S_{\text{отр}} = \left(\frac{h_2(r_2 - r_{\text{серд}})}{2} \right) + \frac{\pi\psi(r_1 + r_2)}{180^\circ \cdot 2} \sqrt{z^2 - \left(\frac{\pi\psi(r_2 - r_1)}{180^\circ} \right)^2} + \frac{\left(\frac{\pi\psi}{180^\circ} \right)^2 (r_2^2 \operatorname{tg}(\omega_2) - r_1^2 \operatorname{tg}(\omega_1))}{2}. \quad (5)$$

Таким образом, величина горизонтальной составляющей результирующей силы отрыва грунта с учетом (5) будет:

$$P_{3x} = \tau_{\text{пр}} \left[\left(\frac{h_2(r_2 - r_{\text{серд}})}{2} \right) + \frac{\pi\psi(r_1 + r_2)}{180^\circ \cdot 2} \cos(\alpha_1) \times \sqrt{z^2 - \left(\frac{\pi\psi(r_2 - r_1)}{180^\circ} \right)^2} + \frac{\left(\frac{\pi\psi}{180^\circ} \right)^2 (r_2^2 \operatorname{tg}(\omega_2) - r_1^2 \operatorname{tg}(\omega_1))}{2} \right]. \quad (6)$$

Полученная зависимость (6) отражает влияние геометрических параметров винтовой лопасти бура, таких как угол поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит его приращение, и шаг винтовой лопасти на втором участке, а также физико-механические свойства грунта, на вертикальную составляющую силы отрыва грунта.

Важным критерием для оценки эффективности процесса бурения мерзлого грунта винтовым буром является его производительность.

Производительность винтового бура будет зависеть от объема грунта, отрываемого лопастью при повороте его на один оборот, и от частоты вращения винтового бура. Таким образом, часовая производительность процесса бурения мерзлого грунта винтовым буром примет следующий вид (7):

$$\Pi = V_{\text{гр}} \cdot n \cdot k_{\text{бук}} \cdot 60, \quad (7)$$

где $V_{\text{гр}}$ – объем разрушаемого мерзлого грунта за один оборот винтовой лопасти бурового инструмента, м³; n – частота вращения винтового бурового ин-

струмента; $k_{\text{бук}}$ – коэффициент пробуксовки заходной части винтового бура.

Объем отрываемого грунта, который находится между витками винтовой лопасти разрушающей части винтового бура, определяется следующим выражением:

$$V_{\text{гр}} = V_I + V_{II}, \quad (8)$$

где V_I – объем мерзлого грунта, разрушаемого первым участком разрушающей части в процессе работы винтового бура, м³; V_{II} – объем мерзлого грунта, разрушаемого вторым участком разрушающей части в процессе работы винтового бура, м³.

Объем грунта, разрушаемого первым участком разрушающей части бура в процессе образования скважины, можно представить в следующем виде:

$$V_I = \frac{1}{3} \cdot S_1 \cdot H_1 + \frac{1}{3} \cdot S_2 \cdot H_2, \quad (9)$$

где S_1 – площадь основания грунта, отрываемого первым участком разрушающей части винтового бура, м²; H_1 – высота грунта, отрываемого первым участком разрушающей части винтового бура, м; S_2 – площадь основания грунта, отрываемого вторым участком разрушающей части винтового бура, м²; H_2 – высота грунта, отрываемого вторым участком разрушающей части винтового бура, м.

После ряда преобразований формула объема грунта, отрываемого первым участком, примет вид:

$$V_I = \frac{1.5h_1}{3} \left(\frac{\pi \cdot \psi_1}{180^\circ} \cdot (r_1^2 - r_{\text{серд}}^2) \right), \quad (10)$$

где h_1 – шаг винтовой линии на первом участке.

Объем грунта, располагающегося на втором участке, при работе разрушающей части винтовой лопасти зависит от геометрических параметров винтового бура имеет следующий вид:

$$V_{II} = \frac{1.5h_2}{3} \left(\frac{\pi \cdot \psi_2}{180^\circ} \cdot (r_2^2 - r_{\text{серд}}^2) \right). \quad (11)$$

С учетом формул (8), (10), (11) уравнение (9) примет следующий вид:

$$V_{\text{гр}} = \frac{1.5h_1}{3} \left(\frac{\pi\psi_1}{180^\circ} (r_1^2 - r_{\text{серд}}^2) \right) + \frac{1.5h_2}{3} \left(\frac{\pi\psi_2}{180^\circ} (r_2^2 - r_{\text{серд}}^2) \right). \quad (12)$$

Из формулы (12) следует, что объем грунта, разрушенный винтовой лопастью бура, зависит только от геометрических параметров винтового бура.

В результате проведенных преобразований была получена формула производительности винтового бура, которая в конечном виде имеет вид:

$$\Pi = \left[\frac{1.5h_1}{3} \left(\frac{\pi\psi_1}{180^\circ} (r_1^2 - r_{\text{серд}}^2) \right) + \frac{1.5h_2}{3} \left(\frac{\pi\psi_2}{180^\circ} (r_2^2 - r_{\text{серд}}^2) \right) \right] n k_{\text{бук}} \cdot 60. \quad (13)$$

Полученная зависимость (13) описывает влияние геометрических параметров винтовой лопасти бура, а именно шага и угла поворота радиуса винтовой лопа-

сти, при котором происходит его приращение, на величину производительности процесса бурения мерзлого грунта.

При проведении теоретических исследований были установлены зависимости величин усилия отрыва грунта и производительности процесса бурения от угла поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит приращение радиуса винтовой лопа-

сти. А также получены зависимости усилия отрыва грунта и производительности процесса бурения от шага винтовой лопасти на втором участке.

Зависимости усилия отрыва грунта и производительности процесса бурения от угла поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит приращение радиуса винтовой лопасти, представлены на рис. 3.

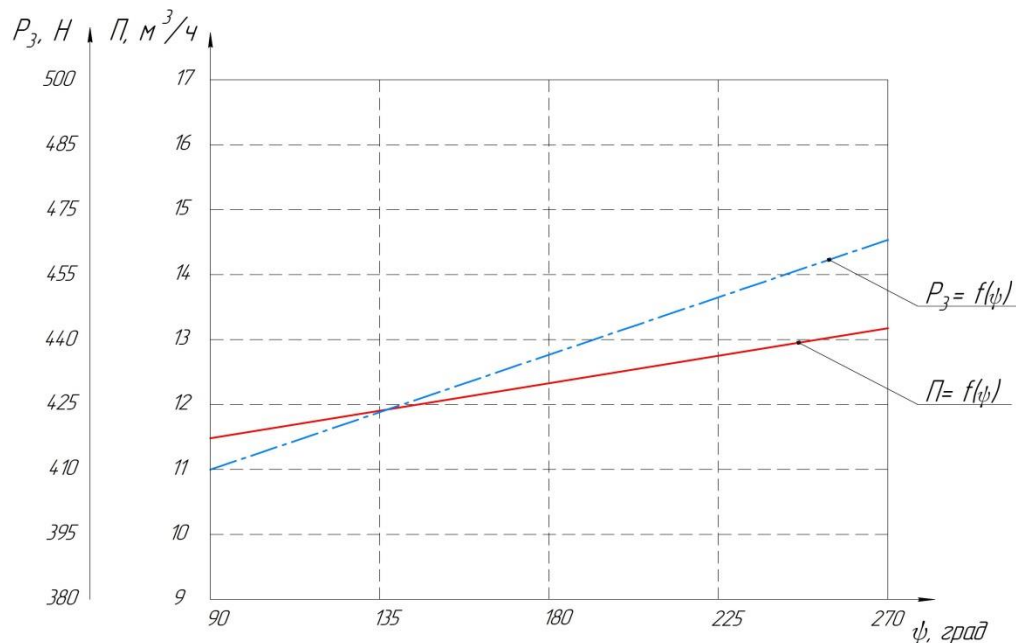


Рис. 3 График зависимости усилия отрыва грунта и производительности процесса бурения от угла поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит приращение радиуса винтовой лопасти

Fig. 3. Graph of the dependence of soil separation force and drilling productivity on radius rotation angle of the helical blade, at which the radius of the helical blade is incremented

На рис. 3 видно, что при увеличении значения угла поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит приращение радиуса винтовой лопасти, величина усилия отрыва грунта и величина производительности процесса бурения возрастают. Наибольшее значение производительности наблюдалось при значении угла поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит приращение радиуса винтовой лопасти равное 270°, что являлось наиболее эффективным при работе винтового бура. Наименьшее значение величины усилия отрыва грунта достигалось при значении угла поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит приращение радиуса винтовой лопасти равное 90°, что являлось наиболее эффективным. Таким образом, рациональным значением угла поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит приращение радиуса винтовой лопасти с учетом значений величины усилия отрыва грунта и величины производительности процесса бурения, являлось значение равное 135°.

Зависимости усилия отрыва грунта и производительности процесса бурения от шага винтовой лопасти на втором участке представлены на рис. 4.

На рис. 4 видно, что при увеличении значения шага винтовой лопасти на втором участке величина усилия отрыва грунта и величина производительности процесса

бурения возрастают. Наибольшее значение производительности наблюдалось при значении шага винтовой лопасти на втором участке 30 мм, что являлось наиболее эффективным при работе винтового бура. Наименьшее значение величины усилия отрыва грунта достигалось при значении шага винтовой лопасти на втором участке 14 мм, что являлось наиболее эффективным. Таким образом, рациональным значением шага винтовой лопасти на втором участке с учетом значений величины усилия отрыва грунта и величины производительности процесса бурения являлось значение 24 мм.

Из анализа полученных зависимостей следовало, что оптимальными значениями исследуемых геометрических параметров винтовой лопасти бурового инструмента являлись следующие: угол поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит приращение радиуса винтовой лопасти, имеет значение 135°, а шаг винтовой лопасти на втором участке имеет значение 24 мм.

Оценка полученных результатов исследований позволила получить рациональные значения геометрических параметров винтовой лопасти бурового инструмента с учетом значений величины усилия отрыва грунта и величины производительности процесса бурения, при которых достигалась наибольшая эффективность.

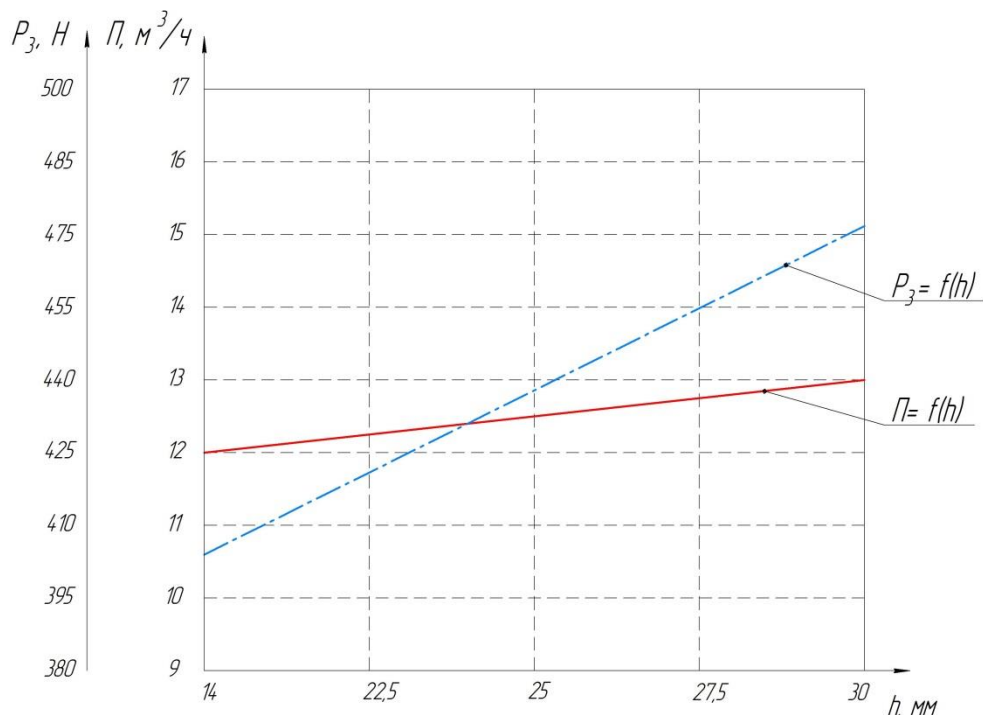


Рис. 4. График зависимости усилия отрыва грунта и производительности процесса бурения от шага винтовой лопасти на втором участке

Fig. 4. Graph of the dependence of soil separation force and drilling productivity on the pitch of the helical blade in the second section

Заключение

Проведенное исследование позволило выявить рациональные значения геометрических параметров винтовой лопасти бурового инструмента. Угол поворота радиуса винтовой лопасти, при котором происходит приращение радиуса винтовой лопасти, имеет

значение 135° , а шаг винтовой лопасти на втором участке имеет значение 24 мм. Такие значения геометрических параметров позволяют достичь наименьшего значения усилия отрыва грунта и наибольшего значения производительности процесса бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Lev V.E., Lev V.E., Izzy M.K. Well drilling in permafrost regions: dynamics of the thawed zone // Polar Research. – 2019. – V. 38. – P. 128–135.
- Resistivity model of frozen soil and high-density resistivity method for exploration discontinuous permafrost / W. Shan, Z. Hu, Y. Guo, C. Zhang, Y. Liu // Electrical Resistivity and Conductivity. – 2017. – V. 23. – P. 23–52.
- Experimental study of the drilling process in debris-rich ice / P. Cao, C. Yang, Y. Chen, B. Chen, P. Talalay // Cold Regions Science and Technology. – 2015. – V. 120. – P. 138–144.
- Zubrzycki S. Drilling frozen soils in Siberia // Polarforschung. – 2012. – V. 81. – P. 151–153.
- Arenson L.U., Springman S.M. Mathematical descriptions for the behaviour of ice-rich frozen soils at temperatures close to 0°C // Canadian Geotechnical Journal. – 2005. – V. 42. – P. 431–442.
- О влиянии режима нагружения на механические свойства мерзлых грунтов / Д.С. Герасимов, Н.Ю. Андреева, С.А. Полуков, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников // Наземные транспортно-технологические комплексы и средства: Материалы Международной научно-технической конференции. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 73–77.
- Yang Z. J., Still B., Ge X. Mechanical properties of seasonally frozen and permafrost soils at high strain rate // Cold regions science and technology. – 2015. – V. 113. – P. 12–19.
- Aksenov V.I., Kalbergenov R.G., Leonov A.R. Strength characteristics of frozen saline soils // Soil Mechanics and Foundation Engineering. – 2003. – V. 40. – P. 55–59.
- Yang Y., Lai Y., Chang X. Laboratory and theoretical investigations on the deformation and strength behaviors of artificial frozen soil // Cold regions science and technology. – 2010. – V. 64. – № 1. – P. 39–45.
- Laboratory investigation on tensile strength characteristics of warm frozen soils / G. Zhou, K. Hu, X. Zhao, J. Wang, H. Liang, G. Lu // Cold Regions Science and Technology. – 2015. – V. 113. – P. 81–90.
- Тимофеев Н.Г., Жирков А.Н. Концепция разработки инновационного породоразрушающего инструмента для бурения скважин в условиях криолитозоны // Евразийский союз ученых. – 2015. – № 4. – С. 151–154.
- Talalay P.G. Introduction to ice drilling technology // Mechanical Ice Drilling Technology. – 2016. – V. 42. – P. 1–8.
- Ивкин В.С., Алашеев М.О. Влияние физико-механических свойств грунтов на работу машин для земляных работ // Вестник УлГТУ. – 2015. – № 3. – С. 62–67.
- Ивкин В.С., Вунберова Н.П. Малообъемные, рассредоточенные зимние земляные работы в стесненных условиях строительства // Вестник Ульяновского государственного технического университета. – 2018. – № 2. – С. 52–55.
- Валигура Н.С. Способы бурения неглубоких скважин // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 2. – С. 27–30.
- Тимофеев Н.Г., Скрыбин Р.М., Яковлев Б.В. Повышение эффективности работы породоразрушающего инструмента при бурении скважин в многолетнемерзлых породах // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2017. – № 6. – С. 105–113.
- Скрыбин Р.М., Леонтьев С.Н., Тимофеев Н.Г. Бурение скважин большого диаметра пневмоударным кластером в породах высокой категории буримости // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-востока России: Материалы VII Всероссийской научно-практической конференции, по-

- священной 60-летию Института геологии алмаза и благородных металлов Сибирского отделения РАН. – Якутск: Издательский дом СВФУ, 2017. – С. 570–574.
18. Линьков С.А. Разработка конструкции и обоснование параметров рабочего органа для бурения скважин в мерзлых грунтах: дис. ... канд. техн. наук. – Омск, 2007. – 185 с.
19. Li H., Liu S., Chang H. Experimental research on the influence of working parameters on the drilling efficiency // *Tunnelling and Underground Space Technology*. – 2020. – V. 95. – P. 103–174. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tust.2019.103174> (дата обращения 15.01.2023).
20. Widening drilling operation: performance analysis on the application of fixed cutter drill bits in hard rock formation / J. De Moura, Y. Xiao, D. Ahmed, J. Yang, S.D. Butt // *International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. – American Society of Mechanical Engineers. – 2020. – V. 11. – С. 61–78. URL: <https://doi.org/10.1115/OMAE2020-18836> (дата обращения 15.01.2023).
21. Бугаев В.Г., Ереско С.П., Бугаев И.В. Выбор рационального угла резания мерзлых грунтов при бурении строительных скважин // *Строительные и дорожные машины*. – 2018. – № 2. – С. 30–36.
22. Бурение дополнительных боковых стволов долотами PDC / Р.М. Богомолов, Д.Ю. Сериков, А.М. Гринев, Н.И. Дедов // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. – 2018. – № 2. – С. 17–20.
23. Панин Н.М., Богомолов Р.М. Совершенствование промывки шарошечных буровых долот // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2020. – № 9. – С. 11–14.
24. Сериков Д.Ю. Анализ конструкций и технологий изготовления твердосплавного вооружения шарошечных буровых долот // *Сфера. Нефть и Газ*. – 2017. – № 1. – С. 30–35.
25. Darwesh A.K., Rasmussen T.M., Al-Ansari N. Controllable drilling parameter optimization for roller cone and polycrystalline diamond bits // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – V. 10. – № 4. – P. 1657–1674. URL: <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00823-1> (дата обращения 15.01.2023).
26. The characterization of wear in roller cone drill bit by rock material – sandstone / Yu. Sporn, P. Mrvar, M. Petric, G. Vizintin, Z. Vukelić // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 173. – P. 1355–1367. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.090> (дата обращения 15.01.2023).
27. Zhang Jie, Yang Hu. Mechanical behavior and sealing performance of metal sealing system in roller cone bits // *Journal of Mechanical Science and Technology*. – 2019. – V. 33. – № 6. – P. 2855–2862. URL: <https://doi.org/10.1007/s12206-019-0533-5> (дата обращения 15.01.2023).
28. Мартюченко И.Г., Зенин М.И. Взаимодействие винтовой лопасти бурового инструмента с мерзлым грунтом // *Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии*. – 2020. – Т. 17. – № 2 (72). – С. 162–171. URL: <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2020-17-2-162-171> (дата обращения 15.01.2023).
29. Drilling tool for frozen ground / I. Martyuchenko, M. Zenin, A. Kolesnikov, S. Ivanov // *Gornyi Zhurnal*. – 2022. – V. 3. – P. 49–53. URL: <https://doi.org/10.17580/gzh.2022.03.07> (дата обращения 15.01.2023).
30. Drilling tools on frozen soils / I. Martyuchenko, M. Zenin, S. Ivanov, A. Kolesnikov // *Mining Informational and Analytical Bulletin*. – 2022. – V. 10–16. – P. 59–65. URL: https://doi.org/10.25018/0236_1493_2022_101_0_59 (дата обращения 15.01.2023).

Поступила: 10.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 10.03.2023 г.

Информация об авторах

Мартюченко И.Г., доктор технических наук, профессор кафедры инженерной геометрии и основ САПР Саратовского технического университета имени Гагарина Ю.А.

Зенин М.И., кандидат технических наук, доцент кафедры инженерной геометрии и основ САПР Саратовского технического университета имени Гагарина Ю.А.

Колесников А.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры инженерной геометрии и основ САПР Саратовского технического университета имени Гагарина Ю.А.

Бойков Е.В., старший преподаватель кафедры инженерной геометрии и основ САПР Саратовского технического университета имени Гагарина Ю.А.

UDC 622.23.05

THEORETICAL STUDIES OF DRILLING FROZEN SOILS WITH A SCREW DRILL

Igor G. Martyuchenko¹,
rosdortex_sstu@rambler.ru

Maxim I. Zenin¹,
zenin-1995@mail.ru

Alexey Yu. Kolesnikov¹,
kolesnikovaleksei@yandex.ru

Evgeny V. Boikov¹,
boikov_e@mail.ru

¹ Saratov Gagarin Technical University,
77, Politechnicheskaya street, 410054, Saratov, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to create a new drilling tool to drill frozen soil in difficult conditions. This line of research is important and relevant for ensuring the formation of wells on frozen sands, since the screw drilling tool performs the deformation of frozen soil separation, which makes it possible to drill hard-to-drill soils, namely frozen sands.

The main aim: to study the interaction of the destructive part of the helical drill with frozen soil and determine the rational values of the geometric parameters of the helical blade when achieving the lowest value of the force of soil separation and the highest value of the productivity of drilling.

Objects: interaction of the destructive part of the helical blade of a helical drill with frozen soil.

Methods: plotting dependencies of factors showing the energy intensity of drilling, on the angle of rotation of the radius of the helical blade, at which it increments, and on the pitch of the helical blade in the second section of the destructive part of the helical drill; analysis of the obtained results of theoretical studies of the force of soil separation and the efficiency of drilling from the geometric parameters of the helical blade of a drilling tool on frozen soils.

Results. The authors have studied the influence of the geometrical parameters of the helical drill on well formation, obtained the dependences of the efforts and constructed the graphs for soil separation, as well as the dependence of the productivity of drilling on the angle of rotation of the radius of the helical blade, at which it increments, and on the pitch of the helical blade in the second section of the destructive part of the helical drill. Based on the results of theoretical studies, an analysis of the obtained dependencies was carried out and the area of rational values of the geometric parameters of the helical blade of a helical drill on frozen soils was found.

Key words:

Well drilling, frozen soils, screw drill, soil destruction, well formation, drilling tools.

REFERENCES

- Lev V.E., Lev V.E., Izzy M.K. Well drilling in permafrost regions: dynamics of the thawed zone. *Polar Research*, 2019, vol. 38, pp. 128–135.
- Shan W., Hu Z., Guo Y., Zhang C., Liu Y. Resistivity model of frozen soil and high-density resistivity method for exploration discontinuous permafrost. *Electrical Resistivity and Conductivity*, 2017, vol. 23, pp. 23–52.
- Cao P., Yang C., Chen Y., Chen B., Talalay P. Experimental study of the drilling process in debris-rich ice. *Cold Regions Science and Technology*, 2015, vol. 120, pp. 138–144.
- Zubrzycki S. Drilling frozen soils in Siberia. *Polarforschung*, 2012, vol. 81, pp. 151–153.
- Arenson L.U., Springman S.M. Mathematical descriptions for the behavior of ice-rich frozen soils at temperatures close to 0 °C. *Canadian Geotechnical Journal*, 2005, vol. 42, pp. 431–442.
- Gerasimov D.S., Andreeva N.Yu., Polukov S.A., Ovchinnikov V.P., Ovchinnikov P.V. O vliyaniy rezhima nagruzheniya na mekhanicheskie svoystva merzlykh gruntov [On the influence of the loading regime on the mechanical properties of frozen soils]. *Nazemnye transportno-tehnologicheskie komplekсы i sredstva. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii* [Proceedings of the International Scientific and Technical Conference], Tyumen, Tyumen Industrial University Publ., 2016, pp. 73–77. In Rus.
- Yang Z.J., Still B., Ge X. Mechanical properties of seasonally frozen and permafrost soils at high strain rate. *Cold regions science and technology*, 2015, vol. 113, pp. 12–19.
- Aksenov V.I., Kalbergenov R.G., Leonov A.R. Strength characteristics of frozen saline soils. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 2003, vol. 40, pp. 55–59.
- Yang Y., Lai Y., Chang X. Laboratory and theoretical investigations on the deformation and strength behaviors of artificial frozen soil. *Cold regions science and technology*, 2010, vol. 64, pp. 39–45.
- Zhou G., Hu K., Zhao X., Wang J., Liang H., Lu G. Laboratory investigation on tensile strength characteristics of warm frozen soils. *Cold Regions Science and Technology*, 2015, vol. 113, pp. 81–90.
- Timofeev N.G., Zhirkov A.N. The concept of developing an innovative rock cutting tool for drilling wells in permafrost. *Evraziyskiy soyuz uchenykh*, 2015, vol. 4, pp. 151–154. In Rus.
- Talalay P.G. Introduction to ice drilling technology. *Mechanical Ice Drilling Technology*, 2016, vol. 42, pp. 1–8.
- Ivkin V.S., Alashev M.O. Influence of physical and mechanical properties of soils on the operation of machines for earthworks. *Vestnik UGTU*, 2015, vol. 3, pp. 62–67. In Rus.
- Ivkin V.S., Vunberova N.P. Small-volume, dispersed winter earthworks in cramped conditions of construction. *Vestnik Ulyanovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2018, vol. 2, pp. 52–55. In Rus.
- Valigura N.S. Methods for drilling shallow wells. *Razvedka i okhrana nedr*, 2014, vol. 2, pp. 27–30. In Rus.
- Timofeev N.G., Skryabin R.M., Yakovlev B.V. Improving the efficiency of the rock cutting tool when drilling wells in permafrost. *Fiziko-tehnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh*, 2017, vol. 6, pp. 105–113. In Rus.
- Skryabin R.M., Leontiev S.N., Timofeev N.G. Burenie skvazhin bolshogo diametra pnevmoudarnym klasterom v porodakh vysokoy kategorii burimosti [Drilling large-diameter wells with a pneumatic percussion cluster in rocks of a high drillability category]. *Geologiya i mineralno-syrevye resursy Severo-vostoka Rossii. Materialy VII Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*,

- posvyashchennoy 60-letiyu Instituta geologii almaza i blagorodnykh metallov Sibirskogo otdeleniya RAN* [Geology and Mineral Resources of the North-East of Russia. Proc. of the VII All-Russian Scientific and Practical Conference dedicated to the 60th anniversary of the Institute of Geology of Diamond and Precious Metals, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences]. Yakutsk, NEFU Publ. House, 2017. pp. 570–574.
18. Linkov S.A. *Razrabotka konstruktiv i obosnovanie parametrov rabochego organa dlya bureniya skvazhin v merzlykh gruntakh*. Dis. Kand. nauk [Development of the design and justification of the parameters of the working body for drilling wells in frozen soils. Cand. Diss.]. Omsk, 2007. 185 p. In Rus.
 19. Li H., Liu S., Chang H. Experimental research on the influence of working parameters on the drilling efficiency. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2020, vol. 95, pp. 103–174. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.tust.2019.103174> (accessed 15 January 2023).
 20. De Moura J., Xiao Y., Ahmed D., Yang J., Butt S. D. Widening drilling operation: performance analysis on the application of fixed cutter drill bits in hard rock formation. *International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. American Society of Mechanical Engineers, 2020, vol. 11, pp. 61–78. Available at: <https://doi.org/10.1115/OMAE2020-18836> (accessed 15 January 2023).
 21. Bugaev V.G., Eresko S.P., Bugaev I.V. The choice of a rational cutting angle for frozen soils when drilling construction wells. *Stroitelnye i dorozhnye mashiny*, 2018, vol. 2, pp. 30–36. In Rus.
 22. Bogomolov R.M., Serikov D.Yu., Grinev A.M., Dedov N.I. Drilling additional sidetracks with PDC bits. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2018, vol. 2, pp. 17–20. In Rus.
 23. Panin N.M., Bogomolov R.M. Improving flushing of cone drill bits. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2020, vol. 9, pp. 11–14. In Rus.
 24. Serikov D.Yu. Analysis of designs and manufacturing technologies for hard-alloy cutting tools of roller-cone drilling bits. *Sfera. Neft i Gaz*, 2017, vol. 1, pp. 30–35. In Rus.
 25. Darwesh A.K., Rasmussen T.M., Al-Ansari N. Controllable drilling parameter optimization for roller cone and polycrystalline diamond bits. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, pp. 1657–1674. Available at: <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00823-1> (accessed 15 January 2023).
 26. Sporin Yu., Mrvar P., Petric M., Vizintin G., Vukelić Z. The characterization of wear in roller cone drill bit by rock material – sandstone. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 173, pp. 1355–1367. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.090> (accessed 15 January 2023).
 27. Zhang Jie, Yang Hu. Mechanical behavior and sealing performance of metal sealing system in roller cone bits. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 2019, vol. 33, no. 6, pp. 2855–2862. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12206-019-0533-5> (accessed 15 January 2023).
 28. Martyuchenko I.G., Zenin M.I. Interaction of a helical blade of a drilling tool with frozen soil. *Vestnik Sibirskoy gosudarstvennoy avtomobilno-dorozhnoy akademii*, 2020, vol. 17, no. 2 (72), pp. 162–171. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2020-17-2-162-171> (accessed 15 January 2023).
 29. Martyuchenko I., Zenin M., Kolesnikov A., Ivanov S. Drilling tool for frozen ground. *Gornyi Zhurnal*, 2022, vol. 3, pp. 49–53. Available at: <https://doi.org/10.17580/gzh.2022.03.07> (accessed 15 January 2023).
 30. Martyuchenko I., Zenin M., Ivanov S., Kolesnikov A. Drilling tools on frozen soils. *Mining Informational and Analytical Bulletin*, 2022, vol. 10-1, pp. 59–65. Available at: https://doi.org/10.25018/0236_1493_2022_101_0_59 (accessed 15 January 2023).

Received: 10 February 2023.

Reviewed: 10 March 2023.

Information about the authors

Igor G. Martyuchenko, Dr. Sc., professor, Saratov Gagarin Technical University.

Maxim I. Zenin, Cand. Sc., associate professor, Saratov Gagarin Technical University.

Alexey Yu. Kolesnikov, Cand. Sc., associate professor, Saratov Gagarin Technical University.

Evgeny V. Boikov, senior lecturer, Saratov Gagarin Technical University.

УДК 622.276:622.276.53-886:62-527

ОБЗОР И КРИТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПУТЕЙ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ПРЕРЫВИСТЫХ РЕЖИМАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Кладиев Сергей Николаевич,
kladiev@tpu.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. В настоящее время активно проводится перевод нефтяных скважин с низким и средним дебитом на циклическую или кратковременную эксплуатацию скважин для уменьшения излишней производительности насоса, которая образовалась вследствие сокращения дебита скважины, вызванного снижением пластового давления при продолжительной эксплуатации месторождения. Необходимость такого перехода требует обоснования использования более сложной конфигурации источников регулируемого электропитания и систем автоматического управления электрическими приводами установок электроцентробежных насосов в автоматизированных системах управления технологических процессов. Локальные системы автоматического управления нижнего уровня при механизированном электроприводном способе подъема на поверхность из скважины нефтесодержащей жидкости, а именно установки регулируемых электрических приводов переменного тока, состоят из наземных устройств и специального погружного оборудования. Наземные устройства – это станции управления с преобразователями переменного напряжения или преобразователями частоты переменного тока, со встроенным блоком наземной телеметрии, внешний синус-фильтр, повышающий трансформатор. Специальное погружное оборудование включает асинхронный электродвигатель, силовой кабель, телеметрический блок, датчики технологических параметров, центробежный насос. Питание такой установки осуществляется от внешней электрической трехфазной сети 6 кВ через понижающую трансформаторную подстанцию 6/0,4 кВ. В режиме непрерывной эксплуатации установок откачки нефти из скважин электроприводы и другое оборудование работают в квазистатических режимах. Динамический режим циклической эксплуатации скважин сопровождается большими бросками пускового тока и электромагнитного момента погружного асинхронного двигателя. Нерегулируемый электропривод, а также разомкнутый регулируемый электропривод не способны обеспечить плавный разгон на номинальную производительность насосного оборудования для откачки нефти из скважины в осложненных условиях и ее плавное регулирование в процессе снижения дебита скважины из-за снижения притока нефти к забою. Поэтому основным способом плавного уменьшения излишней производительности погружного центробежного насоса является режим периодического его включения для откачки нефтяной смеси из скважины, и отключения – для ее накопления и восстановления пластового давления. Внедрение циклической технологии показывает, что невозможно повсеместно использовать разомкнутую систему регулируемого электропривода, где приемлемые показатели качества переходных процессов, сопоставимых с показателями качества замкнутых систем регулирования, объективно недостижимы. Из-за того что величина давления на приеме скважины, создаваемая центробежным насосом и необходимая для подъема скважинной жидкости на поверхность, зависит от квадрата частоты вращения ступеней насоса, рабочий диапазон регулирования его производительности ($Q_{\min} \dots Q_{\max}$), м³/сут достигается при изменении напряжения статорной обмотки погружного асинхронного двигателя (80...100) % от $\{U_{ном}\}$ при питании от тиристорного регулятора переменного напряжения. Если величина напряжения статорных обмоток погружного асинхронного двигателя меньше, чем 80 % от $U_{ном}$, скважинная жидкость не поднимается на поверхность и не выходит через устьевую арматуру. Поэтому при питании от преобразователя частоты с частотным законом управления $U_{ном}/f_{ном} = const$ напряжение питания и частота переменного тока погружного двигателя должны изменяться в том же диапазоне. Платой за использование циклической эксплуатации является снижение надежности погружного электромеханического оборудования. Актуальным является переход на специальные конструкции погружных электрических двигателей, совершенствование систем электропитания и синтез замкнутых по основным переменным состояниям систем автоматического управления электроприводом погружного насоса.

Цель: обзор и критический анализ современного состояния и путей совершенствования систем электропитания и автоматического управления установок электроцентробежных насосов в прерывистых режимах эксплуатации нефтяных скважин.

Объект: системы электропитания и автоматического управления установок электроцентробежных насосов в прерывистых режимах эксплуатации нефтяных скважин, системы телеметрии, энергоэффективные погружные двигатели и конструкции центробежных насосов.

Методы: методы теории автоматического управления для разработки концепции эксплуатации малodeбитного фонда скважин, анализа и синтеза разомкнутых и замкнутых систем управления установками электроцентробежных насосов.

Результаты. Представлена научная проблема разработки и внедрения моделей и методов идентификации технологических процессов, комплексов и интегрированных систем управления добычи нефти электроприводным способом при учете влияния длинного погружного кабеля, малом дебите скважин и осложненных условиях эксплуатации. Предложены научно обоснованные технические решения в виде структуры силового канала электромеханической системы с частотно-регулируемым асинхронным двигателем, длинным погружным кабелем и косвенным методом измерения переменных состояния по данным наземных измерений при изменениях нагрузки и характеристик измерительных каналов.

Ключевые слова:

силовой канал электропривода установки электроцентробежного насоса, интегрированные системы управления, регулируемый асинхронный двигатель, косвенные методы измерения переменных состояния, осложненные условия эксплуатации, варианты каналов обратной связи электропривода, энергоэффективные установки электроцентробежных насосов.

Введение

Анализ причин перехода на циклическую (ЦЭС) или кратковременную эксплуатацию (КЭС) нефтедобывающих скважин с низким и средним дебитами [1] очевидно требует обосновать переход на усложненную компоновку систем электропитания и систем управления электроприводов установок электроцентробежных насосов в технологиях автоматизированной добычи.

С позиции специалистов по разработке и эксплуатации локальных систем автоматического управления нижнего исполнительного уровня автоматизированных систем управления технологических процессов (АСУ ТП) скважинной нефтедобычи, а именно электроприводов переменного тока с источниками электропитания от внешней сети электроснабжения в составе наземных станций управления специальными погружными: электродвигателями, кабелями, блоками телеметрии, датчиками технологических параметров, насосами, – режим длительной эксплуатации оборудования является квазистатическим. Поэтому все переходные процессы при пуске установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с использованием станций управления (СУ) в составе тиристорных регуляторов напряжения (ТРН) и преобразователей частоты (ПЧ) переменного тока при выводе скважины на режим искусственно «растягиваются» на достаточно продолжительный период времени (единицы–десятки минут). ЦЭС или КЭС – динамический режим работы, который сопровождается большими бросками пускового тока и электромагнитного момента погружного асинхронного двигателя (АД). Нерегулируемый асинхронный электропривод, а также разомкнутый регулируемый асинхронный электропривод не способны обеспечить плавность выхода на номинальную производительность насосного оборудования для откачки нефти из скважины в режиме ЦЭС (КЭС) [2].

Внедрение технологии ЦЭС (КЭС) в скважинной электроприводной нефтедобычи показывает, что невозможно повсеместно использовать разомкнутую систему регулируемого электропривода, где приемлемые показатели качества переходных процессов токов, моментов и частот вращения ротора АД, сопоставимых с показателями качества замкнутых систем регулирования, объективно недостижимы. Применение классических систем разомкнутого регулирования при переходе от длительной эксплуатации на ЦЭС выявляет ряд недостатков:

1. Малый диапазон регулирования частоты вращения ротора погружного АД (ПЭД) $D_{\omega}=1,15:1,0$ при номинальной нагрузке и изменении напряжения статора $0...220$ В с частотой 50 Гц в электроприводе по схеме тиристорный регулятор напряжения – погружной АД (ТРН–ПЭД); и напряжения $0...220$ В и частоты переменного тока статора $0...50$ Гц – $D_{\omega}=1,25:1,0$ в электроприводе по схеме преобразователь частоты – погружной АД (ПЧ–ПЭД).
2. Проблемы с пуском ПЭД в осложненных условиях эксплуатации скважин на начальных этапах

разгона при низких частотах вращения из-за недостаточного развиваемого электромагнитного момента, возникающего вследствие низкого значения напряжения в соответствии с вольт-частотной характеристикой ПЧ.

Величина давления, создаваемая центробежным насосом, необходимая для подъема «столба» скважинной жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ) на поверхность, зависящая от квадрата частоты вращения рабочих ступеней центробежного насоса, ограничивает диапазон регулирования производительности УЭЦН от минимальной до номинальной величины при номинальном напряжении и частоте переменного тока статора погружного электродвигателя величиной интервала регулирования частоты $40...60$ Гц. «...Согласно результатам испытаний по термодинамике и вибродиагностике работа на частотах ниже промышленной частоты характеризуется меньшими значениями нагрева и вибрации погружного оборудования. Допускается продолжительная работа погружного двигателя в диапазоне частот $40...60$ Гц, при условии обеспечения запаса мощности ПЭД (работа насоса с повышенной частотой вращения ротора). Допускается пуск импортных погружных электродвигателей (REDA, Centrilift) с частоты 35 Гц» [3 С. 1].

Плата за использование ЦЭС или КЭС – снижение надежности некоторых модулей погружного электромеханического оборудования (например, гидрозащита изнашивается более интенсивно) [4].

Наиболее перспективным способом добычи трудноизвлекаемых нефтяных запасов (ТРИЗ) в России на примере Баженовской свиты является электропривод по схеме «наземный силовой преобразователь – погружной кабель – погружной электродвигатель – электроцентробежный насос», обладающий излишней производительностью по откачке нефтяного флюида, но имеющий КПД в $2...2,5$ раза выше, чем насосы малой производительности.

Представляется своевременным и актуальным разрабатывать специальные конструкции ПЭД, совершенствовать системы электропитания и синтезировать замкнутые по основным переменным состояниям (току, моменту, частоте вращения, потокосцеплению) системы автоматического управления электроприводом погружного насоса.

С позиции теории адаптивных систем управления обоснована задача проектирования адаптивного электропривода УЭЦН, позволяющего приспособливаться к осложненным условиям эксплуатации скважин.

Сравнительный анализ вариантов построения силового канала электропривода установки электроцентробежного насоса

Рассмотрим реализованные и возможные варианты силового канала системы электропривода УЭЦН. Если электропривод УЭЦН является нерегулируемым и осуществляется прямой пуск ПЭД, то статический момент насосной нагрузки трудноизвлекаемой нефти в осложненных условиях может оказаться больше его пускового момента [5]. Поэтому в последнее время

для привода погружного насоса применяется система преобразователь частоты – погружной АД (ПЧ–ПЭД) [6–8], у которой к выходной обмотке повышающего

трансформатора Т2 подключен длинный нефтепогружной кабель (НПК). Влияние длинного НПК на силовой канал УЭЦН рассмотрено в работах [9–13].

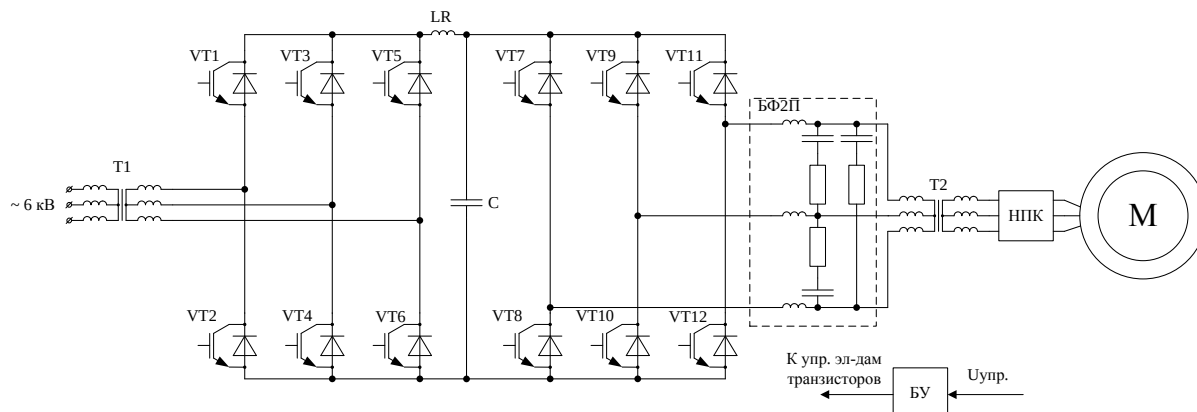


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема разомкнутой системы электропривода УЭЦН с ПЧ: БФ2П – выходной синус-фильтр ПЧ; НПК – длинный нефтепогружной кабель; БУ – блок управления ПЧ

Fig. 1. Schematic diagram of an open-loop electric drive system for a submersible centrifugal pump with a frequency converter: БФ2П – output sine filter of the frequency converter; НПК – long oil submersible cable; БУ – frequency converter control unit

На рис. 1 представлена принципиальная электрическая схема разомкнутой системы электропривода УЭЦН с входным трехфазным трансформатором Т1 напряжением 6/0,4 кВ понижающей подстанции для согласования питающей электрической сети 6 кВ от воздушных линий электропередачи к ПЧ–ПЭД. Преобразователь частоты состоит из управляемого трехфазного мостового выпрямителя на транзисторных IGBT ключах VT1...VT6, звена постоянного тока со сглаживающим L-R-C фильтром, автономным инвертором напряжения (АИН) на транзисторных IGBT ключах VT7...VT12 с широтно-импульсной (ШИМ)

модуляцией напряжения, осуществляемой блоком управления. Для улучшения гармонического состава выходного напряжения инвертора применяется синус-фильтр, который задерживает высшие гармоники. Далее подключен повышающий трансформатор Т2 0,4/1,5...3,0 кВ для согласования напряжения статорных обмоток ПЭД и компенсации падения напряжения на НПК в зависимости от его длины с помощью отпайки на вторичной обмотке [7]. Синус-фильтр входит в обязательную поставку станций управления ЗАО «Электрон». В данной схеме ПЧ используется для плавного частотного пуска ПЭД.

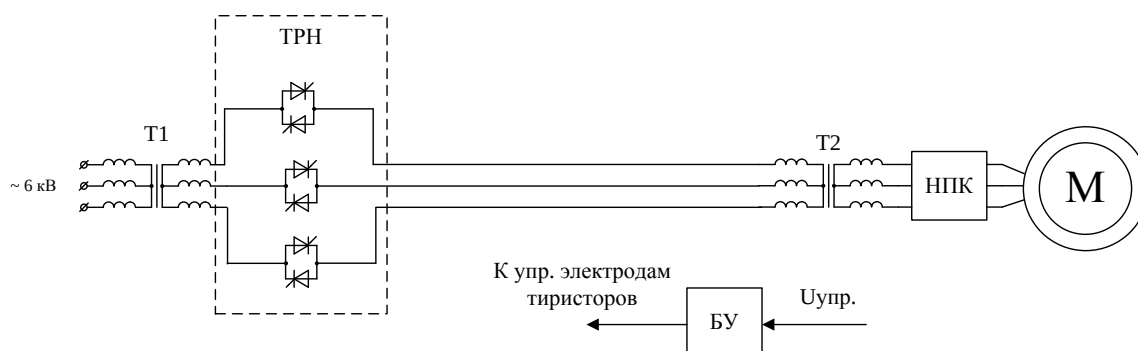


Рис. 2. Принципиальная схема разомкнутой системы электропривода УЭЦН с тиристорным регулятором напряжения (ТРН): НПК – длинный нефтепогружной кабель; БУ – блок управления тиристорным регулятором напряжения (ТРН)

Fig. 2. Schematic diagram of an open-loop electric drive system for a submersible centrifugal pump with an AC-AC converter with phase-fired control (PFC): НПК – long oil submersible cable; БУ – pulse phase control unit

По сравнению со схемой силового канала ПЧ–ПЭД на рис. 2 функцию регулирования переменного напряжения выполняет ТРН на номинальной частоте переменного тока 50 Гц с помощью БУ с фазоимпульсным способом регулирования. Более простой по исполнению и более дешевый ТРН находит применение на скважинах, где переходные режимы управле-

мого пуска и установившиеся режимы номинальной частоты вращения и производительности УЭЦН сопровождаются меньшими моментами нагрузки по управлению и возмущению, чем в схеме на рис. 1.

Станции управления ЭЦН добычи нефти Российских производителей, таких как корпорация «Триол», «Московская энергосберегающая компания», «Нефтя-

ная электронная компания», ОАО «Борец», ЗАО «Электон», оснащенные устройствами плавного пуска на базе тиристорных пусковых устройств (рис. 2), подробно рассмотрены в работе [7].

Там же приведены технические характеристики станций управления частотно-регулируемых электроприводов технологических установок механизированной добычи нефти ОАО «Борец», «Алнас» в содружестве с корпорацией «Триол», «Электон» – отечественных изготовителей, а также иностранных – «Reda» и «Centrilift» (США). Все они имеют двухтрансформаторную силовую схему с ПЧ.

Однотрансформаторная схема на рис. 3 с применением высоковольтного ПЧ с управлением АИН по алгоритму многозонной ШИМ-модуляции по технологии Perfect Harmony рассмотрена в работе [14]. Применение входного многообмоточного трансформатора и многоуровневого инвертора усложняет и удорожает такую схему силового канала. В настоящее время она находит применение в мощных высоковольтных частотно-регулируемых приводах ВЧРП-СМ, ВЧРП-Д и ВЧРП-ТМ производства ЗАО «ЧЭАЗ» для установок штанговых глубинных насосов [14]. Для массового применения УЭЦН на мало- и среднедебитных скважинах она пока является экономически недостаточно выгодной и технически более сложной [15–18]. В будущем при массовом выпуске подобные системы обязательно займут свою нишу в установках технологических процессов с двигателями различных мощностей, в том числе и для добычи нефти с глу-

бинным залеганием продуктивных нефтесодержащих пластов.

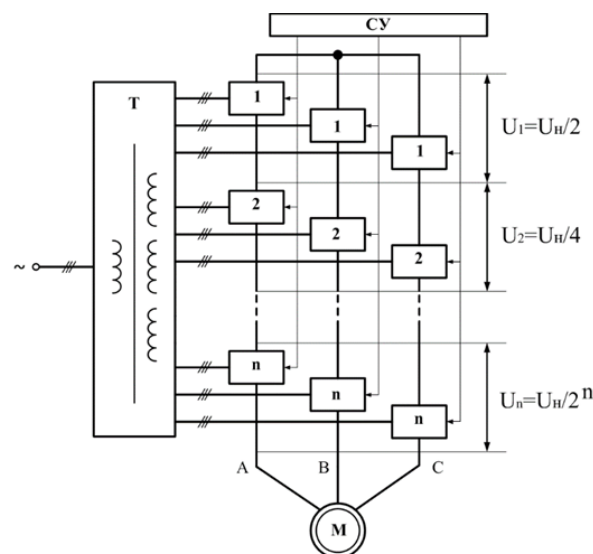


Рис. 3. Многоуровневый преобразователь частоты с дифференцированными напряжениями уровней: Т – входной многообмоточный трансформатор; блок СУ – блок системы управления; 1, 2, n – силовые ячейки 1, 2, ..., n-го уровня

Fig. 3. Multilevel frequency converter with differentiated level voltages: Т – Input multi-winding transformer; СУ – control system unit; 1, 2, n – power cells of the 1, 2, ..., n-th level

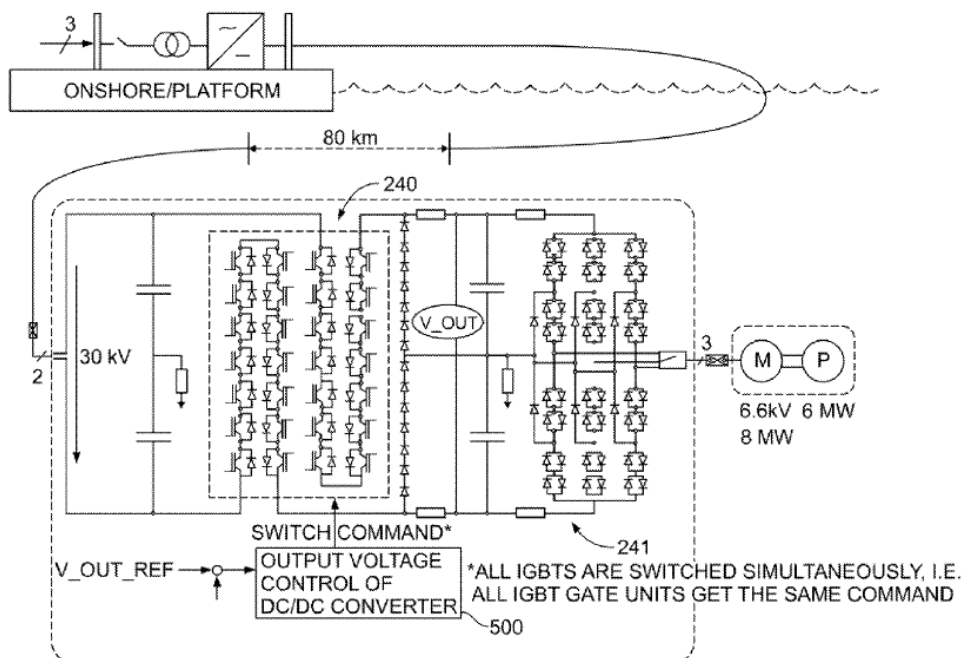


Рис. 4. Схема передачи электрической энергии переменного тока с промежуточным звеном постоянного тока для мощных высоковольтных электроприводов морских нефтедобывающих платформ [19]

Fig. 4. Scheme of transmission of AC electrical energy with an intermediate DC link for high-power high-voltage electric drives of offshore oil platforms according to [19]

Схема «AC line connector with intermediate DC link» [19] применяется для подачи электроэнергии на морские нефтегазовые подводные объекты либо от

внутренних энергетических подстанций, либо от морских ветряных электростанций. Может использоваться на морских плавучих платформах с глубоководной

системой распределения электроэнергии большой мощности (рис. 4) [19]. Использование передачи постоянного тока в приводах двигателей переменного тока на большие расстояния с целью экономии меди и снижения потерь мощности на горнодобывающих предприятиях рассмотрено в работе [20].

Схема передачи энергии по длинному кабелю постоянного тока к погружному силовому преобразователю повышенной частоты и ПЭД для механизированной скважинной добычи нефти на месторождениях Сибири, применительно к УЭЦН, в настоящее время не нашла промышленного применения, так как в России пока нет специально разработанных конструкций скважинных погружных двигателей и преобразователей необходимых габаритных размеров на повышенную частоту переменного тока.

В результате анализа вариантов построения силового канала электропривода установок электроцентробежных насосов можно сделать вывод о том, что для построения замкнутой системы электропривода УЭЦН предпочтительны следующие варианты построения силового канала:

- понижающий трансформатор 6/0,4 кВ – ПЧ–АД – повышающий трансформатор 0,4/1,5...3 кВ – длинный кабель – ПЭД;
- понижающий трансформатор 6/0,4 кВ – ТРН–АД – длинный кабель – ПЭД;
- однотрансформаторная схема – высоковольтный ПЧ с управлением АИН по алгоритму многосонной ШИМ-модуляции – длинный кабель – ПЭД.

Силовой канал электромеханической системы с частотно-регулируемым асинхронным двигателем и косвенным методом измерения переменных состояния

Электромеханические системы, использующие косвенные методы измерения переменных состояния регулируемых асинхронных двигателей, в своем составе имеют три основных блока: силовой канал, внутренний интерфейс, микроконтроллерная система управления. Отличительная особенность данного варианта компоновки электромеханической системы – наличие блока оценивания переменных состояния АД, являющегося программно-реализуемым элементом микроконтроллерной системы управления. Как правило, в состав блока оценивания переменных состояния АД входят наблюдатели потокосцепления, угловой скорости ротора и момента на валу АД.

Силовой канал электромеханической системы с регулируемым асинхронным двигателем и косвенным методом измерения переменных состояния (рис. 5.) включает в себя:

1. Коммутационные аппараты для подключения к питающей электрической сети.
2. Наземное оборудование УЭЦН, в состав которого входят элементы силового канала: станция управления, которая служит для пуска и регулирования производительности погружного ЭЦН путем плавного изменения частоты вращения сочлененного с ним ПЭД, обеспечивает необходимые защиты технологического оборудования и электро-

двигателя в аварийных режимах работы, отображает и передает текущую информацию о состоянии ЭЦН при помощи средств телеметрии и коммуникации, то есть осуществляет контроль и измерение параметров автоматизированной системы управления технологическим процессом; синус-фильтр, который обеспечивает максимальное приближение формы выходного напряжения ПЧ к синусоиде, тем самым минимизируя значение суммарного коэффициента гармонических составляющих междуфазного напряжения и аналогичного коэффициента для тока; повышающий трансформатор согласует параметры питающего напряжения и тока ПЧ и ПЭД.

3. Кабельная линия УЭЦН, предназначенная для снабжения электроэнергией электродвигателя погружного насосного агрегата.
4. Регулируемый ПЭД, представленный двумя подсистемами: электромагнитной, описываемой переменными состояния статора и ротора, как правило, проекциями вектора тока статора и проекциями вектора потокосцепления ротора; электро-механической, являющейся составной частью одномассовой или многомассовой механической подсистемы электропривода, при этом наблюдению подлежат, как правило, угловая частота вращения ротора и крутящий момент на валу двигателя.
5. Погружная часть скважинной насосной установки – ЭЦН, используется непосредственно для подъема нефтяного флюида на поверхность.

Внутренний интерфейс электромеханической системы (рис. 5.) представлен следующими блоками:

- Драйверы силовых ключей представляют собой специальные микросхемы, предназначенные для коммутации силовых электронных ключей, как правило, мощных тиристоров, IGBT или MOSFET транзисторов.
- Блок датчиков токов и напряжений интегрирован в корпус электромеханической системы и предназначен для измерения мгновенных значений статорных токов и напряжений.
- Блок оценивания переменных АД, в состав которого входят наблюдатели потокосцепления, угловой частоты вращения ротора и момента на валу АД.

Микроконтроллерная система управления (рис. 5) включает следующие основные блоки:

- Задатчик интенсивности предназначен для ограничения бросков тока и момента в переходных процессах электромеханической системы.
- Блок регуляторов обеспечивает показатели качества и устойчивость электромеханической системы.
- Блок согласования позволяет согласовывать выходные сигналы регулятора и входные сигналы драйверов силовых ключей, при этом, как правило, в случае полеориентированного управления применяется ШИМ-модуляция.
- Блок формирования обратных связей обрабатывает мгновенные значения сигналов, поступающих с

датчиков, и с учетом полученной информации формирует сигналы каналов обратных связей. Адекватная работа этого блока гарантируется подблоком оценивания параметров АД, который позволяет оценивать параметры Т-образной схемы замещения погружного регулируемого АД и па-

раметры механической системы электропривода в процессе работы [21].

- Блок априорной информации содержит дополнительные сведения об элементах электромеханической системы, например, каталожные данные асинхронного электродвигателя [21].



Рис. 5. Электромеханическая система с регулируемым асинхронным двигателем и косвенным методом измерения переменных состояния

Fig. 5. Electromechanical system with adjustable induction motor and indirect variable state measurement

Компоновка системы с полным набором датчиков обратных связей и системы с устройствами оценивания параметров, а также наблюдателями переменных состояния имеют свои преимущества и недостатки, которые зависят от типа систем с регулируемыми асинхронными двигателями.

Энергоэффективные УЭЦН

Многолетний опыт разработки и ввода в эксплуатацию месторождений нефти в России показал, что происходит рост капиталовложений и текущих затрат отрасли из-за постоянно увеличивающейся доли трудноизвлекаемых запасов и осложненных условий добычи. Особенно быстро растут текущие издержки. Задачу сокращения удельных затрат на добычу нефти можно решать с помощью разработки и применения энергоэффективных УЭЦН.

В [22, 23] рассмотрены научные подходы к повышению энергоэффективности электроприводов по-

гружных электроцентробежных насосов и вопросы теории и практики энергоэффективной эксплуатации оборудования для добычи нефти.

В работе [24] утверждается, что в зависимости от компоновки энергоэффективной УЭЦН «Новомет» и ОАО «ОКБ БН КОННАС» можно обеспечить снижение затрат электроэнергии на подъем скважинной жидкости от 7 до 25 %, а при благоприятных скважинных условиях эксплуатации оборудования эффект может превысить 50 %. Промышленные испытания энергоэффективных УЭЦН «Новомет» ЭЦН 5А-500-2000 с повышенным КПД 59 %, надежностью и снижением габаритной длины до 60 % показали, что в зависимости от условий на месторождениях снижение потребления электроэнергии составило от 11 до 41 % [25]. По информации главного конструктора «Новомет-Пермь» и начальника аналитического отдела ООО «Новомет Сервис» результаты опытно-промышленных испытаний шестисот энергоэффек-

тивных установок показали снижение удельного энергопотребления на 25...30 % и средняя наработка на отказ составила 602 ± 37 суток, что не уступает используемому серийному оборудованию [26, 27]. Кроме того, разработана линейка энергоэффективных УЭЦН 5-10Э и 5-20Э для малодебитных скважин, где основной эффект получился не на экономии электроэнергии, из-за незначительного ее потребления, а на повышении надежности до 30 %.

Новое энергоэффективное оборудование УЭЦН постепенно в плановом порядке должно заменить традиционное оборудование на нефтедобывающих предприятиях России с учетом опыта его применения на передовых предприятиях отрасли [28].

**Технико-экономическое сопоставление
и сравнительный анализ вариантов построения
каналов обратной связи по полному вектору
переменных состояния**

Рассмотрим вариант создания обратных связей по параметрам, измеряемым системами погружной телеметрии (отечественным и зарубежными), путем расширения компоновок и наполнения датчиками [29–32].

Для проверки технического состояния УЭЦН во время работы в промысловой скважине используются телеметрические системы (ТМС), состоящие из погружного блока и наземного блока для согласования телеметрических сигналов. Погружной блок телеметрии предназначен для измерения и передачи в блок согласования следующих основных параметров: давление на приеме погружной установки; температура статорной обмотки ПЭД; температура окружающей среды; уровень вибрации электромеханического оборудования; сопротивление изоляции погружного кабеля.

Информация из погружного блока в наземный поступает по линии связи «нулевой вывод обмотки высокого напряжения повышающего трансформатора перед устьем – погружной силовой кабель – общий вывод статорной обмотки ПЭД относительно заземляющей защитной оболочки силового кабеля». В наземной части системы происходит обработка полученных данных, а также представление их оператору АСУ ТП. По полученным данным можно судить о состоянии УЭЦН в реальном масштабе времени управлять режимами работы скважины и предотвратить отказы установки [33].

В России системы погружной телеметрии производятся такими компаниями, как: ЗАО «Новомет-Пермь» и ОАО «АЛНАС», ЗАО «Электрон», ООО «Борец», ОАО «Ижевский радиозавод» и др. До настоящего времени в России «... не было оперативной, надежной, дешевой универсальной цифровой технологии эффективного контроля эксплуатации и мониторинга добывающих нефтяных скважин, ... когда нефтяные компании перешли на ... разработку низкопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами нефти, составляющих ... большую часть запасов углеводородного сырья» [34. С. 38].

Фактически «... не существует подобных универсальных технологий и за рубежом, так как стоимость разработанных там высокотехнологичных систем стационарного удаленного геомониторинга настолько высока, что они используются только в единичных скважинах на шельфовых месторождениях, разрабатываемых с морских платформ» [34. С. 39].

Одна из ведущих нефтедобывающих компаний России – «Газпром нефть» – для минимизации расходов на обустройство скважин глубинными стационарными информационно-измерительными системами разработала подходы к извлечению из цифровых данных дистанционного перманентного геомониторинга надежных количественных критериев оперативного управления работой скважин и пластов [34]. Основная задача – уменьшить потери добычи продукции из-за длительных простоев добывающих скважин при проведении в них стандартных комплексов промыслово-геофизических исследований, предусмотренных в РФ лицензионными соглашениями и федеральными регламентными документами, с целью обеспечения должного контроля разработки [34]. Для достижения требуемого уровня получение количественных оценок: текущей фазовой проницаемости, скин-фактора призабойной зоны пласта, уточнения геометрии залежи, и т. д., длительность вынужденной остановки добывающей скважины при проведении традиционного геомониторинга для пластов, соответствующих категории ТРИЗ, составит десятки суток [34].

Меры, принятые в компании «Газпром нефть» для перехода от датчиков-индикаторов на сертифицированные средства измерения давления и температуры, позволили обеспечить прямой способ дистанционной регистрации забойного давления и беспроводную передачу этих данных в обрабатывающие центры. В период с 2014 по 2018 гг. разработанные и внедренные точечные модули глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга «...на объектах "Газпром нефти" дали значительный экономический эффект, выраженный в дополнительной добыче нефти.... Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатационных скважин в компании "Газпром нефть" обобщил коллектив специалистов Научно-Технического Центра "Газпром нефти"» [34. С. 35, 42]. В работе обоснованы основные технологические подходы и требования к обустройству добывающих скважин системами точечных и распределенных дистанционных стационарных информационно-измерительных систем (ИИС), а также предложены алгоритмы интерпретации и анализа данного типа цифровой информации.

На примере Южно-Приобского месторождения (годовая добыча в 2018 г. составила более 11409 тыс. т. нефти), где ежегодный эффект от внедрения точечных СИИС оценивается на уровне 880 тыс. т дополнительно добытой нефти, можно сделать вывод, что оптимизация добычи за счет уже внедренных средств стационарных ИИС дает совокупный эффект 7,7 % от уровня добычи месторождения [34].

Объем апробации распределенных мониторинговых систем на месторождениях «Газпром нефти» и совместных активах на конец 2018 г. составил: оптоволоконные термические системы DTS – 15 скважин; оптоволоконные акустические системы DAS – 3 скважины; оптоволоконные системы контроля забойного давления – 2 скважины; точно-распределенные индикаторные системы – 8 скважин [34].

Особенности информационных каналов обратной связи:

1. Каналы связи между погружной частью блока ТМС и наземным блоком ТМС, встроенным в станцию управления, узкополосные, что является вполне достаточным для инерционных переменных состояний (температура масла и жидкости в забое, давление в забое, уровень вибрации, динамический уровень жидкости). Для передачи информации неизмеряемых переменных состояния с целью управления производительностью УЭЦН в реальном времени использование таких каналов связи невозможно.
2. При попытке организации каналов обратной связи по переменным состояния от традиционных блоков ТМС к системе управления преобразователем, с точки зрения теории автоматического управления, образуются гибкие обратные связи. При этом образуются «паразитные» элементы (апериодические звенья 1-го и 2-го порядков, звенья чистого запаздывания), приводящие к тому, что достоверная информация по каналам обратной связи доводится до регулятора системы управления недопустимо долго. Стандартные блоки ТМС не подходят для управления ПЭД в замкнутых системах автоматического управления в реальном времени [30].

Разработка программно-алгоритмического блока восстановления неизмеряемых переменных состояния для замкнутой системы автоматического регулирования средствами наземных электрических измерений на входе нефтепогружного кабеля

Алгоритмы идентификации и организация эффективных адаптивных, робастных, синергетических, гибридных нечетких регуляторов в электроприводах УЭЦН рассмотрены в работах [9–13, 18, 21–23, 28, 33, 42]. Основные преимущества систем идентификации параметров схем замещения элементов электротехнического комплекса УЭЦН и наблюдателей полного вектора переменных состояния [36–40] проявляются при настройке замкнутых систем автоматического регулирования и управления электроприводов.

По мнению автора наиболее перспективной концепцией построения замкнутой САУ УЭЦН скважинной нефтедобычи в осложненных условиях эксплуатации является подход, заключающийся в применении наземных средств электрических измерений, сопряженных стандартным способом с интерфейсом наземной станции управления, которые передают достоверные сигналы переменных состояний в специально разработанный автором блок восстановления всех необходимых неизмеряемых переменных состо-

яния (угловая скорость, положение ротора, электромагнитный момент, момент сопротивления, потокосцепления ротора по осям α - β и т. д.) для реализации замкнутой САУ, обеспечивающей все необходимые показатели качества управления электроприводом УЭЦН.

Структура АСУ ТП скважинной нефтедобычи электроприводным способом

Концептуальные основы автоматизации управления УЭЦН нефтедобывающих скважин приведены в работе [41]. Решение задачи автоматизации управления УЭЦН нефтедобывающей скважины требует создания сложных многоуровневых систем принятия и реализации управленческих решений.

Планирующие решения на верхнем уровне управления «... требуют разработки систем поддержки принятия решений, выполняющих в реальном времени сбор и анализ больших объемов информации о различных аспектах процесса работы скважины с УЭЦН» [41 С. 108]:

- разработка моделей идентификации и прогнозирования процессов нефтедобычи;
- оптимизация технологических процессов с помощью алгоритмов поиска управленческих решений. Нижние (оперативные) уровни управления требуют:
- разработки систем аварийного и регулирующего управления, реализующих решения, принятые на верхних уровнях;
- разработки динамических моделей процессов работы УЭЦН, обеспечивающих синтез оптимальных алгоритмов реализации решений верхнего уровня управления, таких как стабилизация, ввод-вывод на режим, аварийное управление [41].

Обсуждение результатов

Отличительная особенность предлагаемого автором как наиболее рационального варианта компоновки электромеханической системы – наличие блока оценивания переменных состояния АД, являющегося программно-реализуемым элементом микроконтроллерной системы управления. Как правило, в состав блока оценивания переменных состояния АД входят наблюдатели потокосцепления, угловой скорости ротора и момента на валу АД.

Известно, что компоновка системы с полным набором датчиков обратных связей и компоновка системы с идентификаторами и наблюдателями имеют свои преимущества и недостатки [42]. Эти преимущества и недостатки зависят от типа систем с регулирующими асинхронными двигателями (таблица).

Компоновка системы с полным набором датчиков обратных связей и компоновка системы с идентификаторами и наблюдателями рассматриваемого типа электромеханической системы характеризуются общими замечаниями.

Представленные недостатки не являются существенными для автоматизации технологических процессов УЭЦН.

Таблица. Сравнение преимуществ и недостатков использования идентификаторов параметров схемы замещения и наблюдателей переменных состояния в основных структурах систем управления регулируемых асинхронных электроприводов УЭЦН

Table. Comparison of the advantages and disadvantages of using the identifiers of the substitution scheme and observers of the main structures of the controlled asynchronous electric drive control systems of the ESP

ПЧ–ПЭД со скалярным управлением и длинным нефтепогружным кабелем Frequency-scalar controlled submersible induction motor with long submersible cable				ПЧ–ПЭД с полемным управлением и длинным нефтепогружным кабелем Frequency-field oriented submersible induction motor with long submersible cable		Общие замечания для системы электропривода УЭЦН General remarks on the electric drive system of centrifugal pumps
Компоновка системы с полным набором датчиков обратных связей (ДЮС) Full integration of feedback sensor control system		Сенсорная система с идентификаторами параметров и наблюдателями переменных состояния Sensorless control system		Компоновка системы с идентификаторами параметров и наблюдателями переменных состояния Sensorless control system		
Достоинства Advantages	Недостатки Disadvantages	Достоинства Advantages	Недостатки Disadvantages	Достоинства Advantages	Недостатки Disadvantages	
Расширение диапазона регулирования скорости и производительности погружных электроприводов и насоса, отсутствие затрат на установку и обслуживание датчиков угловой скорости Expansion of control range and performance of submersible motor and pump, no additional costs for installation and maintenance of angular speed sensors	Дополнительные затраты на покупку, установку и обслуживание датчиков ОС Additional costs for purchase, installation and maintenance of feedback sensors	Простота и удобство эксплуатации для автоматизации наиболее распространенных механизмов, отсутствие дополнительных затрат на установку и обслуживание датчиков угловой скорости Simple and easy to operate to automate the most common mechanisms, no additional costs for installation and maintenance of angular speed sensors	Снижение диапазона регулирования скорости и производительности ПЭД и ЭЦН, снижение быстродействия, необходимость оценивать вектор переменных состояний Reduction in speed and performance control of submersible motors and centrifugal pumps, speed reduction, it is necessary to evaluate the vector of state variables	Простота и удобство эксплуатации для автоматизации наиболее распространенных механизмов, отсутствие дополнительных затрат на установку и обслуживание датчиков угловой скорости Simple and easy to operate to automate the most common mechanisms, no additional costs for installation and maintenance of angular speed sensors	Снижение диапазона регулирования скорости и производительности ПЭД и ЭЦН, снижение быстродействия, необходимость оценивать вектор переменных состояний Reduction in speed and performance control of submersible motors and centrifugal pumps, speed reduction, it is necessary to evaluate the vector of state variables	Понижение быстродействия УЭЦН, пониженный КПД УЭЦН, подходит для регулирования промышленных механизмов с невысокими требованиями к электроприводу, например, для турбомеханизмов, учет влияния ПК на динамику системы Reduced speed of installation of electric centrifugal pumps, reduced efficiency of centrifugal pump units, suitable for the regulation of industrial machinery with low requirements for electric drive, for example, for turbocharging, taking into account the influence of submersible cable on system dynamics
По возможности управления приближения к системам с двигателями постоянного тока с независимым возбуждением: приемлемое быстродействие; отличный диапазон регулирования угловой скорости и производительности УЭЦН As far as control capabilities are concerned, it approximates to systems with independent excitation DC motors: acceptable performance; excellent speed and performance control range	Существенные трудности измерения потоковосцепления обмотки ротора, дополнительные затраты на установку и обслуживание датчиков ОС. Significant difficulties in measuring rotor flux, additional costs for installation and maintenance of feedback sensors	Наилучшая из возможных компоновок системы, пригодность для автоматизации большого перечня общепромышленных механизмов Best possible system layout, suitability for automation of a large list of general industrial machinery	Снижение диапазона регулирования, быстродействия, необходимость оценивать вектор переменных состояний Reduction of control range, performance, vector of state variables must be evaluated	Наилучшая из возможных компоновок системы, пригодность для автоматизации большого перечня общепромышленных механизмов Best possible system layout, suitability for automation of a large list of general industrial machinery	Снижение диапазона регулирования, быстродействия, необходимость оценивать вектор переменных состояний Reduction of control range, performance, vector of state variables must be evaluated	Самый распространённый тип систем ПЧ–АД, наилучшее соотношение «быстродействие–КПД», допускает повышенные энергозатраты за счёт применения специальных алгоритмов управления, учет влияния ПК на динамику системы The most common type of system is frequency–controlled field-oriented submersible induction motor, best performance–efficiency ratio, allows increasing energy efficiency by applying special control algorithms, taking into account the influence of submersible cable on system dynamics
Наилучшее быстродействие, отлично подходит для автоматизации механизмов, где требуется система «источник момента–двигатель» Best performance, great for automation of mechanisms where a system of «torque–motor» is required	Существенные трудности измерения потоковосцепления обмотки статора, дополнительные затраты на установку и обслуживание датчиков ОС Significant difficulties in measuring stator flux, additional costs for sensor installation and maintenance	ПЧ–ПЭД с прямым управлением момента (ПУМ) и длинным нефтепогружным кабелем Frequency-controlled with direct torque control submersible induction motor and long submersible cable				Общее повышение быстродействия ЭП, существенное снижение КПД, что делает систему узкоспециальной по назначению, учет влияния ПК на динамику системы. General increase in the performance of the electric drive, significantly reduced efficiency, making the system highly specialized, taking into account the influence of submersible cable on system dynamics
Возможность формировать динамические траектории с ограничением угловых ускорений и рывков Dynamic trajectories can be formed, but there are limitations on angular accelerations and jerks	Практически не используются, так как снижает конкурентное преимущество перед системами ПЧ–АД, низкая энергоэффективность Hardly used as the competitive advantage over systems is reduced, low energy efficiency	Тристорный регулятор напряжения ТРН–ПЭД с обратной связью по скорости и длинным нефтепогружным кабелем AC voltage thyristor controller – submersible induction motor with speed feedback and long submersible cable				Удельные затраты на автоматизацию примерно в два раза ниже, чем у систем ПЧ–АД, хорошо подходит для работы в повторно-кратковременном режиме, приемлемое ограничение механических перенапряжений, отличное ограничение токов в переходных режимах The unit cost of automation is about half that of a frequency converter system, it is well suited for reusable mode, acceptable limits for mechanical surges, excellent restriction of currents in transition modes

Основным недостатком компоновки системы «ТРН–АД с контуром обратной связи по скорости» с идентификаторами и наблюдателями следует считать импульсно-фазовый способ управления силовыми ключами, который создаёт дополнительные трудности по построению наблюдателя. Имеется возможность применения для этой схемы числоимпульсного способа управления.

Выводы

1. В работе поставлена научная проблема разработки, внедрения моделей и методов идентификации технологических процессов, комплексов и интегрированных систем управления добычи нефти электроприводным способом при малом и среднем дебите скважин и осложненных условиях эксплуатации.
2. Предложены научно обоснованные технические решения в виде моделей и методов идентификации производственных процессов, комплексов и интегрированных систем управления погружных асин-

хронных двигателей ЭП УЭЦН при изменениях нагрузки и характеристик измерительных каналов.

3. Внедрение предложенных научных основ, моделей и методов идентификации производственных процессов, комплексов и интегрированных систем управления в области оценки переменных состояния и параметров погружных асинхронных электродвигателей РЭП ЭЦН способствует повышению конкурентоспособности отечественной промышленности и продукции за счет дальнейшего развития автоматизации технологических процессов и промышленных установок.
4. С точки зрения энергетической безопасности страны актуален переход на контролируемую и управляемую добычу углеводородного сырья, гарантированно обеспечивающую проектные уровни добычи нефти, сокращение простоев оборудования, увеличение межремонтного периода, особенно в условиях разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кладиев С.Н. Обзор и критический анализ современного состояния, путей развития технологического процесса добычи нефти электроприводным способом в прерывистых режимах эксплуатации мало- и среднедебитных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 8. – С. 220–231.
2. Ведерников В.А. Модели и методы управления режимами работы и электропотреблением погружных центробежных установок: дисс. ... д-ра техн. наук. – Тюмень, 2006. – 276 с.
3. Методика вывода скважины на режим с ЧПП частотным преобразователем. URL: <https://oil-ecn.ru/chastotnik.html> (дата обращения 18.07.2023).
4. Надежность погружных нефтяных насосов при периодической эксплуатации / Е.А. Лихачёва, В.Г. Островский, Н.А. Лыкова, А.Н. Мусинский, П.А. Байдаров // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6. – № 1. – С. 54–58.
5. Лысова О.А., Фрайштетер В.П., Смирнов А.Ю. Анализ способов пуска установок центробежных электронасосов в осложненных условиях // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2018. – № 4. – С. 87–96.
6. Лопатин Р.Р. Модели и алгоритмы частотно-регулируемого процесса расклинивания электроцентробежного насоса при добыче нефти в осложненных условиях: дисс. ... канд. техн. наук. – Томск, 2011. – 140 с.
7. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике нефтегазовой промышленности / И.В. Белоусенко, Г.Р. Шварц, С.Н. Великий, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. – М.: Изд-во ООО «Недра Бизнесцентр», 2007. – 478 с.
8. Назарько М.Ю. Анализ способов регулирования частоты вращения установок электроцентробежных насосов // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 12. – № 2. – С. 20.
9. Определение погонных электротехнических параметров нефтепогружного кабеля / А.С. Глазырин, Ю.Н. Исаев, С.Н. Кладиев, А.П. Леонов, И.В. Раков, С.В. Колесников, С.В. Ланграф, А.А. Филипас, В.А. Копырин, Р.Н. Хамитов, В.З. Ковалев, А.В. Лавринович // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 186–197.
10. Оптимизация порядка редуцированной динамической модели ненагруженного нефтепогружного кабеля на основе аппроксимации амплитудно-частотной характеристики / А.С. Глазырин, Ю.Н. Исаев, С.Н. Кладиев, А.П. Леонов, И.В. Раков, С.В. Колесников, С.В. Ланграф, А.А. Филипас, В.А. Копырин, Р.Н. Хамитов, В.З. Ковалев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 9. – С. 154–167.
11. Driving AC motors through a long cable: the inverter switching strategy / J.A. Pomilio, C.R. de Souza, L. Matias, P.L.D. Peres, I.S. Bonatti // IEEE Trans. Energy Convers. – 1999. – V. 14. – № 4. – P. 1441–1446. DOI: 10.1109/60.815087
12. High-frequency modeling for cable and induction motor overvoltage studies in long cable drives / A.F. Moreira, T.A. Lipo, G. Venkataramanan, S. Bernet // IEEE Trans. Ind. Appl. – 2002. – V. 38. – № 5. – P. 1297–1306. DOI: 10.1109/TIA.2002.802920
13. Resonances and overvoltages in a medium-voltage fan motor drive with long cables in an underground mine / J. Rodriguez, J. Pontt, C. Silva, R. Musalem, P. Newman, R. Vargas, S. Fuentes // IEEE Trans. Ind. Appl. – 2006. – V. 42. – № 3. – P. 856–863. DOI: 10.1109/TIA.2006.872936
14. Хакимьянов М.И. Повышение энергоэффективности и оптимизация режимов работы электроприводов в нефтедобывающей промышленности: дисс. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2018. – 355 с.
15. Assessment of model predictive voltage control for autonomous four-leg inverter / R. Aboelsaud, R. Aboelsaud, A.S. Al-Sumaiti, A.G. Garganeev, A.A.Z. Diab // IEEE Access. – 2020. – V. 8. – P. 101163–101180.
16. Improved dead-time elimination method for three-phase power inverters / R. Aboelsaud, A. Ibrahim, A.G. Garganeev, I.V. Aleksandrov // International Journal of Power Electronics and Drive Systems. – 2020. – V. 11. – № 4. – P. 1759–1766.
17. Parida N., Das A. A modular multilevel converter with filter capacitor for long-cable-fed drive application // IEEE Trans. Ind. Appl. – 2019. – V. 55. – № 6. – P. 7833–7842. DOI: 10.1109/TIA.2019.2931674
18. Overvoltage mitigation of medium voltage electric drives with long cables using multilevel-converters and passive filters / C. Larsson, A. Rydgard, G. Mademlis, Y. Liu, M. Fredriksson // 2019 21st Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE 2019 ECCE Eur. – Genova, Italy, 2019. – P. 1–10. DOI: 10.23919/EPE.2019.8915441
19. AC line connector with intermediate DC link: patent USA № 9685878 B2; filed. 02.12.2014; date of patent: 20.07.2017 – 18 p.
20. De Paula V.C., De Paula H. Employing DC transmission in long distance AC motor drives: analysis of the copper economy and power losses reduction in mining facilities // IEEE Trans. Ind. Appl. – 2018. – V. 54. – № 1. – P. 841–847. DOI: 10.1109/TIA.2017.2740829
21. Аникин В.В. Методика и средства предварительной идентификации параметров модели послеремонтных регулируемых погружных асинхронных электродвигателей: дисс. ... канд. техн. наук. – Томск, 2020. – 182 с.
22. Теория и практика энергоэффективной эксплуатации установок электроприводных центробежных насосов для добычи нефти / С.А. Нонява, А.В. Куршев, А.А. Ишмурзин, В.У. Яма-

- лиев. – Уфа: государственное автономное учреждение науки Республики Башкортостан «Башкирская энциклопедия», 2020. – 288 с.
23. Шафиков И.Н. Повышение энергоэффективности электроприводов погружных электроцентробежных насосов: дисс. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2020. – 155 с.
24. Юсупов М.Д., Долгих А.В., Ненашев А.И. Опыт внедрения энергоэффективных УЭЦН // Энергетическая стратегия. – 2012. – Т. 26. – № 8. – С. 102–104.
25. Федоров А.Е. Установки, экономящие энергию. Опыт внедрения // Инженерная практика. – 2012. – № 4. – С. 86–88.
26. Мартюшев Д.Н. Энергоэффективные УЭЦН: сокращение удельных затрат на добычу нефти // Инженерная практика. – 2014. – № 4. – С. 52–57.
27. Невоструев В.А. Опыт эксплуатации энергоэффективных УЭЦН «Новомет» // Инженерная практика. – 2017. – № 8. – С. 28–32.
28. Метод оптимального управления как способ повышения энергоэффективности электроприводного центробежного насоса / Д.Д. Вишняков, Е.М. Солодкий, А.Б. Петровичев, Р.Ю. Юдин, С.В. Сальников // Электротехника. – 2022. – № 11. – С. 48–52.
29. Downhole telemetry systems to monitor electric submersible pumps parameters in oil well / D.A. de Moura Fonsêca, A.O. Salazar, E.R.L. Villarreal, G.A. Echaiz Espinoza, A.C.Q.B. Leite // IEEE Access. – 2021. – V. 9. – P. 12824–12839.
30. Системы погружной телеметрии «Электрон-ТМС». URL: <https://www.petromarkt.ru/userfiles/files/TU-TMS-red-34.pdf> (дата обращения 07.07.2023).
31. Liang X., Ghoreishi O., Xu W. Downhole tool design for conditional monitoring of electrical submersible motors in oil field facilities // IEEE Trans. Ind. Appl. – 2017. – V. 53. – P. 3164–3174.
32. Evolving technologies: electrical submersible pumps / C. Bremner, G. Harris, A. Kosmala, B. Nicholson, A. Ollre, M. Pearcy // Oilfield Rev. – 2006. – V. 18. – P. 30–43.
33. Раков И.В. Динамическая идентификация параметров схемы замещения асинхронного двигателя на основе баланса мгновенной полной мощности в установившемся режиме // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2023. – № 1. – Т. 19. – С. 24–48. <http://dx.doi.org/10.17122/1999-5458-2023-19-1-24-48> (дата обращения 07.07.2023).
34. Разработка и внедрение внутрискважинной системы интеллектуального испытания и дистанционного мониторинга ПГИ для добывающих нефтяных скважин / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, А.А. Пустовских, И.С. Каешков, Д.Ю. Колупаев // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 4. – С. 38–47.
35. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатации добывающих скважин в компании «Газпром нефть» / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, И.С. Каешков, А.В. Буянов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017. – Т. 5. – № 3. – С. 55–64.
36. Bose B.K. Modern power electronics and AC drives. – New Jersey, USA: Prentice Hall PTR, 2002. – 711 p.
37. Liang X., He J., Du L. Electrical submersible pump system grounding: current practice and future trend // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2015. – V. 5. – P. 5030–5037.
38. Szabat K., Tran-Van T., Kamiński M. A modified fuzzy Luenberger observer for a two-mass drive system // IEEE Transactions on Industrial Informatics. – 2015. – V. 11. – P. 531–539.
39. Parameter identification for induction motor eliminating dead zone effect / Baiqiang Yu, Anwen Shen, Yu Kong, Shuo Yue // 2019 Chinese Automation Congress (CAC). – 2019. – V. 1. – P. 1669–1675.
40. Mohammed M.H. Optimization the dynamical parameters of three phase induction motor using genetic algorithm // Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering. – 2012. – № 72. – С. 123–128.
41. Тагирова К.Ф., Нугаев И.Ф. Концептуальные основы автоматизации управления установками электроцентробежных насосов нефтедобывающих скважин // Мехатроника, автоматизация, управление. – 2020. – Т. 21. – № 2. – С. 102–109. <https://doi.org/10.17587/mau.21.102-109>
42. Глазырин А.С. Способы и алгоритмы эффективной оценки переменных состояния и параметров асинхронных двигателей регулируемых электроприводов: дисс. ... д-ра техн. наук. – Томск, 2017. – 343 с.

Поступила 01.09.2023 г.

Прошла рецензирование: 14.09.2023 г.

Информация об авторах

Кладиев С.Н., кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.276:622.276.53-886:62-527

REVIEW AND CRITICAL ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND WAYS TO IMPROVE REGULATED POWER SUPPLIES AND AUTOMATIC CONTROL SYSTEMS FOR ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPING UNITS IN INTERMITTENT OPERATION OF OIL WELLS

Sergey N. Kladiev,
kladiev@tpu.ru

National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. At present efforts are being made to convert low- and medium-flow oil wells to cyclical or short-term operation in order to reduce the excess pumping capacity that resulted from the reduction of well flow that is caused by reduced reservoir pressure during long-lasting exploitation of the deposit. The need for such a conversion requires justification for the use of more complex configurations of regulated power supply sources and automatic control systems of centrifugal pump units electric drives in automated process control systems. The local low-level automatic control systems for a mechanized electric drive method for lifting oil-containing liquid from the well to the surface, namely the installation of variable-speed AC electric drives consist of ground-based devices and special submersible equipment. The ground-based devices are control stations with AC voltage and frequency converters with built-in telemetry units, external sine filter, step-up transformer. The special submersible equipment includes asynchronous induction electric motor, power cable, submersible telemetry unit, process sensors, centrifugal pump. The power supply of such a unit is provided from the external electric three-phase network of 6 kV through a reducing transformer substation of 6/0,4 kV. In the continuous mode of operation of oil pumping plants the electric pumps and other equipment, operate in quasi-static modes. Unregulated electric drive, as well as the open-loop controlled electric drive does not allow for smooth acceleration to the nominal performance of pumping equipment for pumping oil out of well in difficult conditions and its smooth regulation when reducing the well flow because of reducing oil flow to the slaughter. Therefore, the main way of smoothly reducing the excess performance of the submersible centrifugal pump is the periodic activation mode, which includes pumping the oil mixture out of the well and stop – for its accumulation and recovery of formation pressure. The introduction of cyclical technology shows that it is impossible to use the open-loop system of regulated electric drive everywhere, where acceptable quality indicators of transition comparable with the quality of closed-loop control systems are objectively unattainable. Due to the fact that the amount of pressure at the well intake created by a centrifugal pump, necessary to lift the well fluid to the surface, depends on the square of the rotation speed of the pump working stages, the operating pump productivity range $Q_{min}...Q_{max}$ (m³/day) is obtained by varying the motor stator winding voltage (80...100) % from the nominal voltage value by using AC voltage controller with a phase control mode. If the stator voltage value is less than 80 % of U_{nom} then the well fluid is not lifted to the surface and does not flow out of wellhead equipment. Therefore, when a frequency converter with $U_n/f_{nom}=const$ is used, the supply voltage and frequency of the motor should be varied in the same range. The price for using cyclic operation is a decrease in the reliability of submersible pumps. It is necessary to use special designs of submersible electric motors, improve power supply systems and synthesize closed-loop control systems of automatic control of electric drive of submersible pump.

The purpose of the study is the review and critical analysis of the current state and ways to improve regulated power supplies and automatic control systems for electric centrifugal pumping units in intermittent operation of oil wells.

Object: systems of power supply and automatic control of centrifugal pump units in intermittent operation of oil well, telemetry systems, energy-efficient submersible motors and centrifugal pump designs.

Methods: methods of the theory of the automatic control system for developing the concept of operation of low flow of wells, analysis and synthesis of open and closed loop control systems of electric submersible centrifugal pumping units.

Results. The paper introduces the scientific problem of development, implementation, models and methods of identification of technological processes, complexes and integrated control systems of oil extraction by electric drive method, taking into account the influence of a long submerged cable, low flow of wells and difficult operating conditions. The author proposed scientifically based technical solutions in the form of a structure of a power channel of an electromechanical system with a frequency-regulated induction motor, long submersible cable and indirect method of measuring state variable from ground-based measurements at load changes and measurement channel characteristics.

Key words:

power channel of the submersible centrifugal pump electric drive, integrated control systems, variable-speed asynchronous induction electric motor, indirect methods of measurement of state variables, abnormal operating conditions, electric drive feedback channel alternatives, energy efficient centrifugal pump units.

REFERENCE

1. Kladiev S.N. Review and critical analysis of the current state and ways of developing the technological process of oil production by an electric drive in intermittent modes of operation of low- and medium-rate wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 8, pp. 220–231. In Rus.
2. Vedemikov V.A. *Modeli i metody upravleniya rezhimami raboty i elektropotrebleniem pogruzhnykh tsentrobezhnykh ustanovok* [Models and methods for controlling operating modes and power consumption of submersible centrifugal installations. Dr. Diss.]. Tyumen, 2006, 276 p.
3. *Metodika vyvoda skvazhiny na rezhim s CHRP chastotnym preobrazovatelem* [Putting the well into operation with a VFD frequency converter]. Available at: <https://oil-ecn.ru/chastotnik.html> (accessed 8 July 2023).
4. Likhacheva E.A., Ostrovsky V.G., Lykova N.A., Musinsky A.N., Baidarov P.A. Reliability of submersible oil pumps during periodic operation. *PRONEFT. Professionally about oil*, 2021, vol. 6, no. 1, pp. 54–58. In Rus.
5. Lysova O.A., Fraishteter V.P., Smimov A.Yu. Analysis of methods for starting centrifugal electric pump installations in difficult conditions. *News of higher educational institutions. Mining magazine*, 2018, no. 4, pp. 87–96. In Rus.
6. Lopatin R.R. *Modeli i algoritmy chastotno-reguliruemogo protsessa rasklinivaniya elektrotsentrobezhnogo nasosa pri dobyche nefi v oslozhnennykh usloviyakh*. Dis. Kand. nauk [Models and algorithms for the frequency-controlled wedging process of an electric centrifugal pump during oil production in difficult conditions. Cand. Diss.]. Tomsk, 2011. 140 p.

7. Belousenko I.V., Shvarts G.R., Velikiy S.N., Ershov M.S., Yarizov A.D. *Novye tekhnologii i sovremennoe oborudovanie v elektroenergetike neftegazovoy promyshlennosti* [New technologies and modern equipment in electrical power plant of oil and gas industry]. Moscow, Nedra Publ., 2007. 478 p.
8. Nazarko M. Yu. Analysis of methods for regulating the rotation speed of electric centrifugal pump installations. *Academic Journal of Western Siberia*, 2016, vol. 12, no. 2, pp. 20–21. In Rus.
9. Glazyrin A.S., Isaev Yu.N., Kladiev S.N., Leonov A.P., Rakov I.V., Kolesnikov S.V., Langraf S.V., Filipas A.A., Kopyrin V.A., Khamitov R.N., Kovalev V.Z., Lavrinovich A.V. Determination of running electrical characteristics of oil submersible cable. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 186–197. In Rus.
10. Glazyrin A.S., Isaev Yu.N., Kladiev S.N., Leonov A.P., Rakov I.V., Kolesnikov S.V., Langraf S.V., Filipas A.A., Kopyrin V.A., Khamitov R.N., Kovalev V.Z. Unloaded oil-submersible cable reduced dynamic model order optimization based on the frequency response approximation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 9, pp. 154–167. In Rus.
11. Pomilio J.A., De Souza C.R., Matias L., Peres P.L.D., Bonatti I.S. Driving AC motors through a long cable: the inverter switching strategy. *IEEE Trans. Energy Convers.*, 1999, vol. 14, no. 4, pp. 1441–1446. DOI: 10.1109/60.815087
12. Moreira A.F., Lipo T.A., Venkataramanan G., Bernet S. High-frequency modeling for cable and induction motor overvoltage studies in long cable drives. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 2002, vol. 38, no. 5, pp. 1297–1306. DOI: 10.1109/TIA.2002.802920
13. Rodriguez J., Pontt J., Silva C., Musalem R., Newman P., Vargas R., Fuentes S. Resonances and overvoltages in a medium-voltage fan motor drive with long cables in an underground mine. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 2006, vol. 42, no. 3, pp. 856–863. DOI: 10.1109/TIA.2006.872936
14. Khakimyanov M.I. *Povyshenie energoeffektivnosti i optimizatsiya rezhimov raboty elektropriwodov v nefteobrabatovayushchey promyshlennosti*. Diss. Dr. nauk [Increasing energy efficiency and optimizing operating modes of electric drives in the oil industry. Dr. Diss.]. Ufa, 2018. 355 p.
15. Aboelsaud R., Aboelsaud R., Al-Sumaiti A.S., Garganev A.G., Diab A.A.Z. Assessment of model predictive voltage control for autonomous four-leg inverter. *IEEE Access*, 2020, vol. 8, pp. 101163–101180.
16. Aboelsaud R., Ibrahim A., Garganev A.G., Aleksandrov I.V. Improved dead-time elimination method for three-phase power inverters. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, 2020, vol. 11, no. 4, pp. 1759–1766.
17. Parida N., Das A. A modular multilevel converter with filter capacitor for long-cable-fed drive application. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 2019, vol. 55, no. 6, pp. 7833–7842. DOI: 10.1109/TIA.2019.2931674
18. Larsson C., Rydgard A., Mademlis G., Liu Y., Fredriksson M. Over-voltage mitigation of medium voltage electric drives with long cables using multilevel-converters and passive filters. *2019 21st Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE 2019 ECCE Eur.* Genova, Italy, 2019. pp. 1–10. DOI: 10.23919/EPE.2019.8915441
19. Balda J.C., Mejia A.E. *AC line connector with intermediate DC link*. Patent US, no. 9685878 B2, Jun. 20, 2017.
20. De Paula V.C., De Paula H. Employing DC transmission in long distance AC motor drives: analysis of the copper economy and power losses reduction in mining facilities. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 2018, vol. 54, no. 1, pp. 841–847. DOI: 10.1109/TIA.2017.2740829
21. Anikin V.V. *Metodika i sredstva predvaritel'noy identifikatsii parametrov modeli posleremontnykh reguliruemyykh pogruzhnykh asinkhronnykh elektrodvigatelye*. Dis. Kand. nauk [Methods and means of preliminary identification of parameters of a model of after-repair adjustable submersible induction motors. Cand. Diss.]. Tomsk, 2020. 182 p.
22. Nonyava S.A., Kurshev A.V., Ishmurzin A.A., Yamaliev V.U. *Teoriya i praktika energoeffektivnoy ekspluatatsii ustanovok elektropriwodnykh tsentrobezhnykh nasosov dlya dobychi nefi* [Theory and practice of energy-efficient operation of electric centrifugal pump units for oil production. Ufa, Bashkir Encyclopedia Publ., 2020. 288 p.
23. Shafikov I.N. *Povyshenie energoeffektivnosti elektropriwodov pogruzhnykh elektrotsentrobezhnykh nasosov*. Dis. Kand. nauk [Increasing the energy efficiency of electric drives of submersible electric centrifugal pumps. Cand. Diss.]. Ufa, 2020. 155 p.
24. Yusupov M.D., Dolgikh A.V., Nenashev A.I. Experience in implementing energy-efficient ESPs. *Energy Strategy*, 2012, vol. 26, no. 8, pp. 102–104. In Rus.
25. Fedorov A.E. *Ustanovki, ekonomyashchie eergiyu. Opyt vnedreniya* [Energy saving installations. Implementation experience]. *Engineering practice*, 2012, no. 4, pp. 86–88.
26. Martyshev D.N. *Ehnergoeffektivnye UETsN: sokrashchenie udelnykh zatrat na dobychu nefi* [Energy-efficient ESPs: reducing unit costs for oil production]. *Engineering practice*, 2014, no. 4, pp. 52–57.
27. Nevostuev V.A. *Opyt ekspluatatsii energoeffektivnykh UETsN «Novomet»* [Experience in operating energy-efficient ESP «Novomet»]. *Engineering practice*, 2017, no. 8, pp. 28–32.
28. Vishnyakov D.D., Solodky E.M., Petrochenkov A.B., Yudin R.Yu., Salnikov S.V. An optimum control method to improve the power efficiency of an electrically driven centrifugal pump. *Russian Electrical Engineering*, 2022, vol. 93, no. 11, pp. 728–731.
29. De Moura Fonsêca D.A., Salazar A.O., Villarreal E.R.L., Echaiz Espinoza G.A., Leite A.C.Q.B. Downhole telemetry systems to monitor electric submersible pumps parameters in oil well. *IEEE Access*, 2021, vol. 9, pp. 12824–12839.
30. *Sistemy pogruzhnoy telemektrii «Ehlektron-TMS»* [Submersible telemetry systems «Electron-TMS»]. Available at: <https://www.petro-markt.ru/userfiles/files/TU-TMS-red-34.pdf> (accessed 7 July 2023).
31. Liang X., Ghoreishi O., Xu W. Downhole tool design for conditional monitoring of electrical submersible motors in oil field facilities. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 2017, vol. 53, pp. 3164–3174.
32. Bremner C., Harris G., Kosmala A., Nicholson B., Ollre A., Percy M. Evolving Technologies: Electrical Submersible Pumps. *Oilfield Rev.*, 2006, vol. 18, pp. 30–43.
33. Rakov I.V. Dynamic estimation parameters of the elimination circuit of induction motor on the basis of instant full power balance in a steady-state mode. *Electrical and Data Processing Facilities and Systems*, 2023, vol. 19, no. 1, pp. 24–48. In Rus. Available at: <http://dx.doi.org/10.17122/1999-5458-2023-19-1-24-48> (accessed 7 July 2023).
34. Ipatov A.I., Kremetski M.I., Pustovskikh A.A., Kaeshkov I.S., Kolupaev D.U. Intellectual well-test and PLT remote monitoring downhole system development and implementation for producing oil wells. *PRONEFT Journal*, 2019, vol. 14, no. 4, pp. 38–47. In Rus.
35. Ipatov A.I., Kremetski M.I., Kaeshkov I.S., Bujanov A.V. Experience in the application of distributed fiber optic thermometry for monitoring wells in the company Gazprom Neft. *PRONEFT Journal*, 2017, vol. 5, no. 3, pp. 55–64. In Rus.
36. Bose B.K. *Modern power electronics and AC drives*. New Jersey, USA: Prentice Hall PTR, 2002. 711 p.
37. Liang X., He J., Du L. Electrical submersible pump system grounding: current practice and future trend. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2015, vol. 5, pp. 5030–5037.
38. Szabat K., Tran-Van T., Kamiński M. A modified fuzzy Luenberger observer for a two-mass drive system. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2015, vol. 11, pp. 531–539.
39. Baiqiang Yu, Anwen Shen, Yu Kong, Shuo Yue. Parameter identification for induction motor eliminating dead zone effect. *2019 Chinese Automation Congress (CAC)*, 2019, vol. 1, pp. 1669–1675.
40. Mohammed M.H. Optimization the dynamical parameters of three-phase induction motor using genetic algorithm. *Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering*, 2012, no. 72, pp. 123–128.
41. Tagirova K.F., Nugaev I.F. Actual tasks of oil-wells electric submersible pump control automation. *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie*, 2020, vol. 21, no. 2, pp. 102–109. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.17587/mau.21.102-109> (accessed 7 July 2023).
42. Glazyrin A.S. *Sposoby i algoritmy effektivnoy otsenki peremennykh sostoyaniya i parametrov asinkhronnykh dvigateley reguliruemyykh elektropriwodov*. Dis. Dokt. nauk [Methods and algorithms for effective assessment of state variables and parameters of asynchronous motors of adjustable electric drives. Dr. Diss.]. Tomsk, 2017. 343 p.

Received: 1 September 2023.

Reviewed: 14 September 2023.

Information about the authors

Sergey N. Kladiev, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 621.3.04

РАЗРАБОТКА ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Конев Александр Александрович¹,
sashaknv@gmail.com

Хакимьянов Марат Ильгизович¹,
hakimyanovmi@gmail.com

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. Моральный и физический износ кабельных линий напряжения 6–10 кВ в нашей стране составляет от 40 до 80 %. При этом до 63 % всех аварий электрооборудования приходится на неисправности кабельных линий. В последнее время стали активно использоваться кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, для диагностики которых требуются особые подходы. Поэтому вопросы разработки высоковольтных испытательных установок для диагностики состояния изоляции электрооборудования являются достаточно актуальными. Авторами предложена оригинальная конструкция высоковольтной испытательной установки, позволяющая генерировать как постоянное напряжение, так и переменные напряжения промышленной и сверхнизкой частот. Особенностью устройства является использование в нем многофункционального интегрированного электромагнитного компонента, сочетающего в себе функции как катушки индуктивности, так и конденсатора. Использование данного компонента позволяет уменьшить габариты и массу испытательной установки.

Цель: разработать конструкцию высоковольтной испытательной установки и провести исследование ее характеристик; построить математическую модель и получить графики зависимостей.

Объекты: кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, высоковольтные испытательные установки.

Методы: теория электрических цепей, математическое моделирование, программа для математических и инженерных вычислений Mathcad, MATLAB Simulink.

Результаты. Предложена оригинальная конструкция высоковольтной испытательной установки, позволяющей генерировать как постоянное напряжение, так и переменные напряжения промышленной и сверхнизкой частот. Произведено моделирование установки. Предложена методика расчета высоковольтных испытательных установок.

Ключевые слова:

Кабель, изоляция из сшитого полиэтилена, частичный разряд, высоковольтные испытания, многофункциональный интегрированный электромагнитный компонент, математическая модель.

Введение

Надежность электроснабжения промышленных предприятий в значительной степени зависит от состояния изоляции кабельных линий (КЛ) высокого напряжения [1, 2]. Ухудшения состояния изоляции могут приводить к периодическим отключениям из-за коротких замыканий, возникающих из-за атмосферных осадков, изменения влажности почвы и других факторов [3]. Всеми энергетиками признается тот факт, что надежное функционирование кабельных линий является важным вопросом в обеспечении стабильного функционирования любых промышленных объектов.

По некоторым данным моральный и физический износ кабелей в сетях 6–10 кВ составляет 40–80 %. До 63 % всех аварий электрооборудования приходится на неисправности кабельных линий. По данным служб эксплуатации 42 % пробоев происходит под нагрузкой, 37 % – во время высоковольтных испытаний, а 21 % приходится на порывы при вскрытии грунта [4, 5].

В настоящее время основным способом диагностики состояния кабельных линий являются высоковольтные испытания с использованием постоянного тока, или тока промышленной частоты [6, 7]. Однако во время таких испытаний могут происходить пробой ранее исправной изоляции. Даже если пробой не про-

изошло, проведение высоковольтных испытаний часто сокращает срок службы изоляции кабельных линий. Особенно опасными являются высоковольтные испытания кабельных линий со значительным сроком эксплуатации [8]. Кроме того, проведение таких испытаний оказывается малоэффективным при диагностике состояния кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), которая обладает высокой диэлектрической прочностью и малыми токами утечки [9–12].

Особенности кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена

Кабели с изоляцией из СПЭ – основной тип силовых кабелей на среднее и высокое напряжение (рис. 1). Под СПЭ понимают полимер с поперечно сшитыми молекулами. Такой полиэтилен является наиболее плотным, а также обладает повышенными техническими характеристиками [13]. В результате сшивки изменяется внутренняя молекулярная структура материала, но химический состав сохраняется. Полиэтилен приобретает новые физические свойства, расширяется сфера его применения.

Такие кабели обладают рядом преимуществ по сравнению с КЛ с бумажно-пропитанной изоляцией: высокое значение допустимой температуры перегрева (90 °С в длительном режиме и 130 °С в режиме перегрузки), благодаря чему увеличивается токовая про-

пуская способность жилы; высокий ток термической стойкости при коротком замыкании (до 250 °С); незначительное поглощение влаги; стойкость к воздействию химических реагентов и растрескиванию; малые масса и диаметр кабеля; кабели допускают меньший радиус изгиба при прокладке КЛ; экологическая безопасность, так как в кабеле отсутствуют жидкие включения; нет необходимости в использовании оболочек из свинца и алюминия; большая строительная длина (до 4000 м) [14, 15].

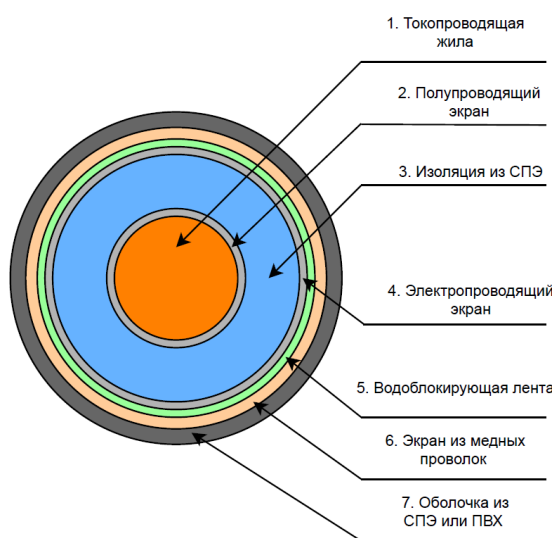


Рис. 1. Электрический кабель с изоляцией из СПЭ
 Fig. 1. XLPE electrical cable

Методы диагностики кабельных линий с изоляцией из СПЭ

Дефекты кабельных линий могут быть поделены на группы: проектировочные и технологические; прокладочные и монтажные (вызывающие механические повреждения кабелей); эксплуатационные [16]. Для кабелей с изоляцией из СПЭ характерным является возникновение триингов – проводящих каналов в СПЭ, которые могут иметь водную и электрическую природу.

К основным способам неразрушающего контроля изоляции кабельных линий из СПЭ относятся измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\tan \delta$ и измерение частичных разрядов (ЧР) [17, 18]. В табл. 1 приведен перечень нормативно-технической документации по испытаниям кабелей с изоляцией из СПЭ от различных разработчиков.

При проведении высоковольтных испытаний кабелей с изоляцией из СПЭ обычно нормируют следующие параметры: род тока (постоянный или переменный); значение прикладываемого напряжения, частота и длительность. Во всех стандартах (табл. 1) кабельная линия считается исправной при отсутствии пробоя. При этом токи утечки не контролируются.

Сейчас для диагностики состояния изоляции кабельных линий используются испытательные установки со следующими выходными напряжениями: высоковольтным постоянным; высоковольтным промышленной частоты; сверхнизкой частоты с импульсами прямоугольной и синусоидальной формы [19, 20].

Таблица 1. Перечень нормативно-технической документации, определяющей параметры испытаний изоляции силовых кабелей на напряжение до 35 кВ

Table 1. List of normative and technical documentation defining parameters for testing the insulation of power cables for voltages up to 35 kV

Источник НТД Documentation source	Нормативный документ Regulatory document
Международная электротехническая комиссия (МЭК) International Electrotechnical Commission (IEC)	МЭК 60502-2, МЭК 60502-4 IEC 60502-2, IEC 60502-4
CENELEC, Европа CENELES, Europe	HD 620, HD 629-1
ОАО «Электрокabelь» Кольчугинский завод, Россия JSC «Electrokabel» Kolchuginsky plant, Russia	ТУ 16.K71-359-2005 (6 кВ), ТУ 16.K71-335-2004 (10 кВ) TS 16.K71-359-2005 (6 kV), TS 16.K71-335-2004 (10 kV)
ОАО «Камкабель», Россия JSC «Kamkabel», Russia	ТУ 16.K71-335-2004 TS 16.K71-335-2004
ОАО «ВНИИКП», Россия JSC «VNIIPK», Russia	ТУ 16.K71-343-2004 (6,10 кВ) TS 16.K71-343-2004 (6,10 kV)
IEEE	IEEE 400.2-2013
ОАО «ВНИИКП» JSC «VNIIPK», Russia	ГОСТ Р 55025-2012 SS R 55025-2012

Наиболее предпочтительным для испытаний кабелей с изоляцией из СПЭ является прикладывание напряжения сверхнизкой частоты (0,1 Гц) синусоидальной или прямоугольной формы, так как в этом случае эффективно диагностируются дефекты и минимизируется разрушающее воздействие на изоляцию.

Директива IEEE 400.2-2013 рекомендует для испытаний кабелей применять сверхнизкие частоты до 0,01 Гц.

В табл. 2 приведены нормативные значения испытательных напряжений для кабелей 10 кВ.

Разработка испытательной установки

На основании изложенного выше могут быть сформулированы требования к установке для испытаний кабелей с изоляцией из СПЭ.

1. Установка должна быть функциональной, то есть обеспечивать генерацию как постоянного испытательного напряжения, так и переменных напряжений промышленной частоты 50 Гц и сверхнизкой частоты 0,1 Гц.
2. Переменное напряжение должно иметь синусоидальную форму.
3. Установка должна обладать приемлемыми массогабаритными показателями, чтобы ее транспортировка к месту проведения испытаний не вызвала затруднений.
4. Установка должна обеспечивать необходимую мощность испытательного сигнала.
5. Мощность установки для испытания кабельных линий определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{исп}} = \omega \cdot C_n \cdot U^2, \quad (1)$$

где $S_{\text{исп}}$ – испытательная мощность, В·А; C_n – емкость испытываемого кабеля, Ф; U – необходимое напряжение, В; ω – угловая частота, с⁻¹.

Таблица 2. Нормативные значения испытательных напряжений для кабеля 10 кВ

Table 2. Normative values of test voltages for cable of 10 kV

Испытательное напряжение Test voltage	Нормативные значения/Standard values									
	ЗАО «АББ-Москабель» CJSC «ABB-Moskabel»		«Иркутск-кабель», «Камкабель», «Электро-кабель» «Irkutsk-kabel», «Kamkabel», «Electro-kabel»		Nexans		МЭК 60502-2 IEC 60502-2		ПУЭ EIR	
	$U_{исп}, \text{кВ}$ U_{test}, kV	$t_{исп}, \text{ч}$ t_{test}, h	$U_{исп}, \text{кВ}$ U_{test}, kV	$t_{исп}, \text{ч}$ t_{test}, h	$U_{исп}, \text{кВ}$ U_{test}, kV	$t_{исп}, \text{ч}$ t_{test}, h	$U_{исп}, \text{кВ}$ U_{test}, kV	$t_{исп}, \text{ч}$ t_{test}, h	$U_{исп}, \text{кВ}$ U_{test}, kV	$t_{исп}, \text{ч}$ t_{test}, h
Переменное напряжение частотой 0,1 Гц AC voltage with a frequency of 0,1 Hz	30	0,4	30	0,4	25	0,4	–	–	–	–
Переменное напряжение частотой 50 Гц AC voltage with a frequency of 50 Hz	10	24	10	24	10	24	10	24	–	–
Постоянное напряжение DC voltage	60	0,4	40	0,4	60	0,4	24	0,4	60	0,1

В настоящее время на рынке представлен ряд установок для испытаний изоляции, таких как: СНЦ 25, АИСТ-30 СНЧ, АИД-70М, FRIDA-24, HVA 28, KPG 20 и других. Технические характеристики некоторых из них приведены в табл. 3. Также в табл. 3 отдельной строкой приведены параметры разработанной испытательной установки.

Разрабатываемая испытательная установка содержит генераторный блок, многофункциональный интегрированный электромагнитный компонент (МИЭК) [21–23], демодулятор и блок контроля частичных разрядов. Схема разрабатываемой установки приведена на рис. 2. Генераторный блок состоит из выпрямителя «В» напряжения из сети «С», сглаживающего фильтра «Ф», инвертора «И» и системы управления «СУ». Многофункциональный интегрированный электромагнитный компонент имеет первую и вторую проводящие обкладки и проволоочную обмотку. Демодулятор выполнен из двух выпрямительных диодов, разрядного резистора и коммутационных ключей. Испытуемый объект может быть представлен как параллельное соединение резистора и конденсатора. К испытуемому объекту подключается блок контроля частичных разрядов.

Таблица 3. Технические характеристики установок для высоковольтных испытаний изоляции

Table 3. Specifications for high voltage insulation testers

Наименование Name	$U_{исп}, \text{кВ}$ U_{test}, kV			$S, \text{кВ} \cdot \text{А/кВ} \cdot \text{А}$	Масса, кг Weight, kg
	Постоянное напряжение DC voltage	Переменное напряжение 50 Гц AC voltage with a frequency of 50 Hz	Переменное напряжение 0,1 Гц AC voltage with a frequency of 0,1 Hz		
СНЦ 25 SNCH 25	–	–	25	0,7	45
АИСТ-30 СНЧ AIST-30 SNCH	30	–	30	1,5	49
FRIDA 24	35	–	35	0,3	20
HVA 28	0–28	–	0–28	0,4	20
KPG 20	0–30	–	5–20	–	55
Разрабатываемая установка Installation under development	24	16	17,5	3,2	40

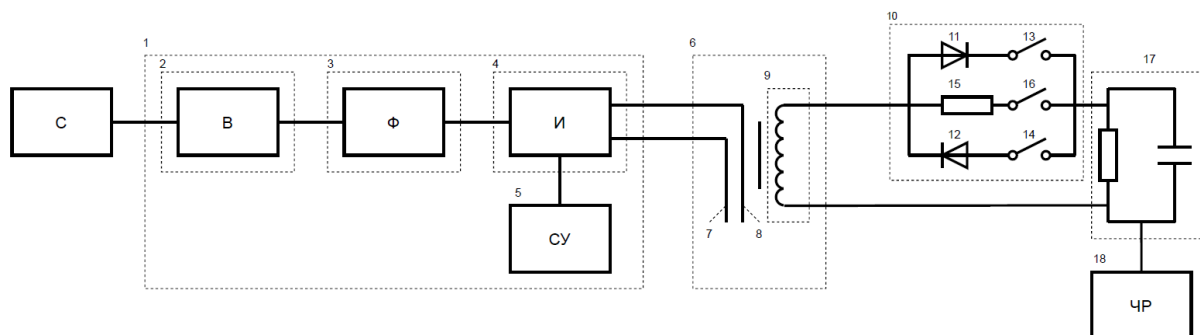


Рис. 2. Структурная схема испытательной установки: 1 – генераторный блок; 2 – выпрямитель; 3 – сглаживающий фильтр; 4 – ШИМ инвертор; 5 – система управления; 6 – МИЭК; 7 – первая проводящая обкладка; 8 – вторая проводящая обкладка; 9 – проволоочная обмотка; 10 – демодулятор; 11, 12 – выпрямительные диоды; 13, 14, 16 – коммутационные ключи; 15 – разрядный резистор; 17 – испытываемый объект; 18 – блок контроля ЧР

Fig. 2. Structural diagram of the test facility: 1 – generating unit; 2 – rectifier; 3 – smoothing filter; 4 – PWM inverter; 5 – control system; 6 – multifunctional integrated electromagnetic component; 7 – first conductive lining; 8 – second conductive lining; 9 – wire winding; 10 – demodulator; 11, 12 – rectifier diodes; 13, 14, 16 – switching keys; 15 – bit resistor; 17 – tested object; 18 – PD control unit

Процесс формирования испытательного напряжения показан на рис. 3. Компьютерное моделирование

проводилось с использованием математического пакета MATLAB/Simulink.

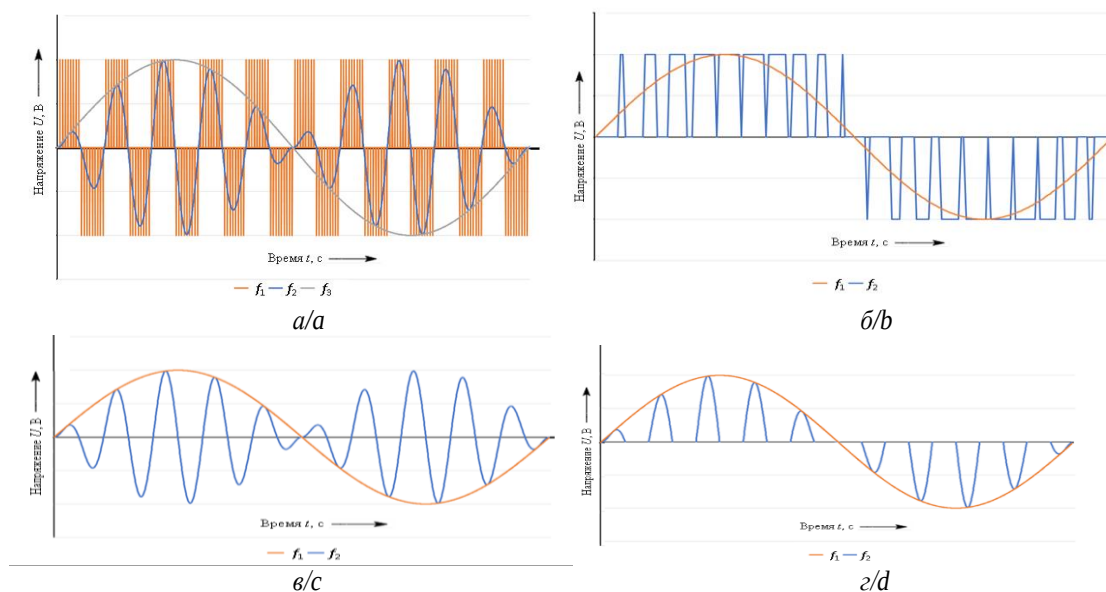


Рис. 3. Формирование испытательного напряжения: а) высокочастотный ШИМ сигнал с выхода инвертора; б) один период ШИМ сигнала с выхода инвертора; в) форма сигнала после трансформации; г) сигнал на выходе демодулятора

Fig. 3. Formation of the test voltage: а) high-frequency PWM signal from the inverter output; б) one period of the PWM signal from the inverter output; в) shape of the signal after transformation; г) demodulator output signal

Принцип работы представленной установки следующий. Напряжение от сети подается на выпрямитель – 2, с выхода выпрямителя поступает на сглаживающий фильтр – 3. Сглаженное напряжение подается на вход инвертора – 4. После инвертора сигнал с несущей частотой f_1 модулируется комбинацией частот f_2 и f_3 . Проводящие обкладки МИЭК – 7 и 8 образуют колебательный контур, за счет резонанса в котором сигнал усиливается на частоте f_2 . Сигнал высокого напряжения с проволоочной обмотки – 9 поступает на демодулятор – 10. Работающий согласовано с частотой f_2 демодулятор – 10 выделяет сигнал с частотой f_3 . С выхода демодулятора сигнал необходимой амплитуды прикладывается к испытуемому объекту в течение определенного времени в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Установка также способна генерировать постоянное напряжение. Для этого для получения положительного постоянного напряжения коммутационный ключ – 13 должен быть замкнут, а коммутационные ключи – 14 и 16 разомкнуты. Для генерации отрицательного постоянного напряжения должен быть замкнут коммутационный ключ – 14, а коммутационные ключи – 13 и 16 должны быть разомкнуты.

В данной схеме f_1 – несущая частота широтно-импульсной модуляции, f_2 – резонансная частота обкладок МИЭК, f_3 – частота требуемого испытательного напряжения, 50 Гц, 0,1 Гц либо другая. При этом частота f_2 может составлять от единиц до десятков килогерц, а также должно выполняться условие $f_1 \geq 3 \cdot f_2$.

Использование в конструкции высоковольтной испытательной установки МИЭК, который обладает свойствами и катушки индуктивности, и конденсатора, поз-

воляет уменьшить массогабаритные показатели установки. Другим фактором, также положительно влияющим на массогабаритные показатели, является преобразование электрической энергии на повышенной частоте.

Разработка математической модели высоковольтной испытательной установки

Построение математической модели установки производится с целью получения осциллограмм сигналов в различных частях схемы и выходного напряжения, исследования влияния параметров элементов схемы (емкости фильтра, параметров резонансного контура, сопротивления разрядного резистора, емкости нагрузки и других) на форму выходного напряжения, а также анализа работы отдельных компонентов.

Для моделирования работы схемы необходимо заменить компоненты установки схемами замещения. МИЭК представляет собой две обкладки, разделенные диэлектриком, а также дополнительную проволоочную обмотку. С учетом сопротивления и емкости испытуемого объекта схема замещения может быть представлена, как показано на рис. 4.

Была составлена модель, позволяющая определить параметры схемы замещения и зависимость емкости МИЭК от его индуктивности. Полное сопротивление схемы (рис. 4) определяется выражением:

$$Z = \frac{\left(\frac{R'_h(-jxC'_h)}{R'_h + (-jxC'_h)} + R'_{rp} + jxL'_{rp} \right) (R_m + jxL_m)}{\left(\frac{R'_h(-jxC'_h)}{R'_h + (-jxC'_h)} + R'_{rp} + jxL'_{rp} \right) + (R_m + jxL_m)} + (R_k + jxL_k - jxC_k), \quad (2)$$

где $\underline{Z}$ – полное комплексное сопротивление; R_k – активное сопротивление компонента; jxL_k – реактивное индуктивное сопротивление компонента; jxC_k – реактивное емкостное сопротивление компонента; $R'_{тр}$ – приведенное активное сопротивление вторичной обмотки трансформатора; $jxL'_{тр}$ – приведенное реактивное сопротивление вторичной обмотки трансформатора; $R'_н$ – приведенное активное сопротивление нагрузки; $jxC'_н$ – приведенное реактивное емкостное сопротивление нагрузки; R_m – активное сопротивление ветви намагничивания; jxL_m – реактивное сопротивление ветви намагничивания.

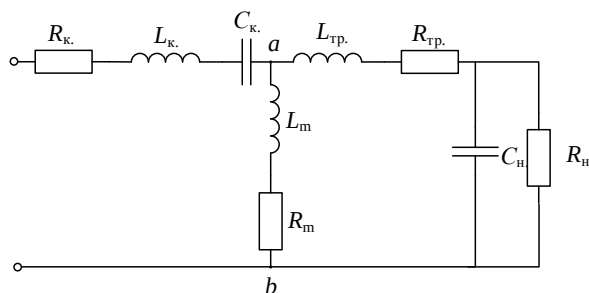


Рис. 4. Схема замещения МИЭК вместе с нагрузкой

Fig. 4. Equivalent circuit of a multifunctional integrated electromagnetic component together with a load

При резонансе сумма реактивных сопротивлений должна быть равна нулю. Решив уравнение (2) относительно емкости нагрузки $C_н$, можно определить зависимость емкости МИЭК от индуктивной составляющей $C_k = f(L_k)$ (рис. 5).

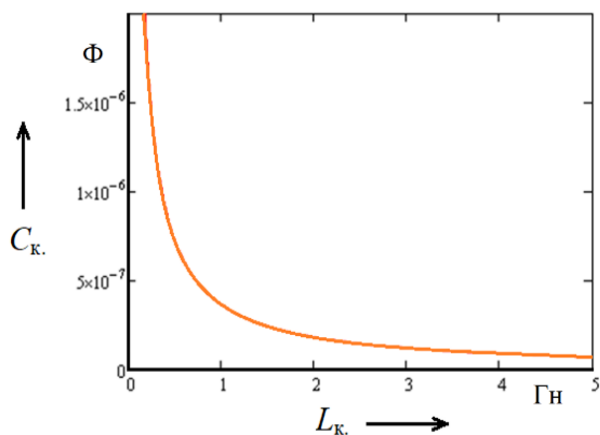


Рис. 5. Зависимость емкости МИЭК от индуктивной составляющей $C_k = f(L_k)$

Fig. 5. Dependence of the capacitance of a multifunctional integrated electromagnetic component on the inductive component $C_k = f(L_k)$

Используя данную зависимость можно определить параметры МИЭК, чтобы обеспечить резонанс в испытательной установке. Емкость и сопротивление испытываемого объекта $C_н$, $R_н$ также влияют на собственную частоту колебаний резонансного контура. Для обеспечения режима резонанса необходимо изменять частоту широтно-импульсной модуляции.

Методика расчета высоковольтной испытательной установки

Авторами была разработана методика расчета высоковольтной испытательной установки. Порядок расчета следующий:

1. Ввести исходные данные.
2. Выбрать оптимальную структуру и число секций МИЭК.
3. Определить параметры МИЭК.
4. Построить амплитудно-частотную характеристику МИЭК.
5. Если контур не обладает достаточной добротностью, то перейти к п. 2.
6. Произвести расчет мостового выпрямителя.
7. Выполнить расчет фильтра.
8. Рассчитать инвертор.
9. Выполнить расчет трансформатора.
10. Рассчитать демодулятор.

Обсуждение результатов

Диагностика кабелей с изоляцией из СПЭ традиционными методами малоэффективна, так как их нельзя испытывать повышенным постоянным напряжением. Для диагностики кабелей с изоляцией из СПЭ требуется разработка испытательных установок, генерирующих напряжение сверхнизкой частоты (0,1 Гц). Представленные на рынке установки для высоковольтных испытаний изоляции либо не обеспечивают необходимого уровня выходного напряжения, либо имеют большие габариты и массу, что затрудняет их транспортировку к местам проведения испытательных работ. Кроме того, закупка, эксплуатация и ремонт импортных испытательных установок (FRIDA-24, HVA 28, KPG 20 и других) в настоящее время затруднен из-за санкционной политики. В этих условиях становится актуальной разработка отечественных установок для высоковольтных испытаний изоляции с приемлемыми массогабаритными показателями, способных генерировать постоянное напряжение и напряжение сверхнизкой частоты, а также осуществлять контроль частичных разрядов.

Авторы предлагают уменьшить массогабаритные показатели испытательной установки за счет применения МИЭК, сочетающего в одном устройстве свойства как катушки индуктивности, так и конденсатора. Преобразование напряжения в установке на повышенной частоте также позволяет уменьшить размеры и массу установки.

С целью проверки адекватности предложенных технических решений проводилось компьютерное моделирование схемы установки. Преобразование энергии в установке происходит на резонансной частоте, которая меняется в зависимости от активного сопротивления и емкости изоляции испытываемого объекта. Поэтому для обеспечения режима резонанса изменяется частота широтно-импульсной модуляции.

Была разработана методика расчета элементов испытательной установки. Методика позволяет значительно сократить затраты времени на проектирование высоковольтных испытательных установок с заданными свойствами, унифицировав весь процесс.

Опытный образец высоковольтной испытательной установки был собран на производственной базе ООО НИЦ «Энергодиагностика» (г. Уфа).

Выводы

1. Применение в конструкции высоковольтной испытательной установки МИЭК, который обладает свойствами и катушки индуктивности, и конденсатора, позволяет уменьшить массогабаритные показатели установки аналогичной мощности. Другим фактором, также положительно влияющим на массогабаритные показатели, является

преобразование электрической энергии на повышенной частоте.

2. Авторами разработана схема высоковольтной испытательной установки, а также методика расчета элементов высоковольтной испытательной установки, которая позволяет значительно сократить затраты времени на проектирование испытательной установки с определенными характеристиками, унифицировав данный процесс. Так, длительность процесса проектирования высоковольтной испытательной установки с заданными заказчиком параметрами сократилась с 6–8 до 1–2 месяцев.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рекомендации по повышению надежности электроснабжения промышленной площадки линейно-производственного управления магистральных газопроводов / М.Г. Баширов, Г.Н. Грибовский, Р.У. Галлямов, И.М. Гареев, А.С. Хисматуллин // Электротехнические системы и комплексы. – 2016. – № 2 (31). – С. 23–26.
2. Гуревич Ю.Е., Кабиков К.В., Кучеров Ю.Н. Неотложные задачи надежности электроснабжения промышленных потребителей // Электричество. – 2005. – № 1. – С. 3–14.
3. Application of neuro-fuzzy scheme to investigate the winding insulation paper deterioration in oil-immersed power transformer / H. Malik, A.K. Yadav, S. Mishra, T. Mehto // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2013. – V. 53. – P. 256–271.
4. Новикова Ф.Ш., Баширов М.Г., Прахов И.В. Разработка метода количественной оценки технического состояния кабельных линий 6 кВ // Современные наукоемкие технологии. – 2015. – № 9. – С. 63–67.
5. Определение погонных электротехнических параметров нефтепогружного кабеля / А.С. Глазырин, Ю.Н. Исаев, С.Н. Кладиев, А.П. Леонов, И.В. Раков, С.В. Колесников, С.В. Ланграф, А.А. Филипас, В.А. Копырин, Р.Н. Хамитов, В.З. Ковалев, А.В. Лавринович // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 186–197.
6. The leakage current components as a diagnostic tool to estimate contamination level on high voltage insulators / A.A. Salem, R. Abd-Rahman, S.A. Al-Gailani, M.S. Kamarudin, H. Ahmad, Z. Salam // IEEE Access. – 2020. – V. 8. – P. 92514–92528.
7. Modeling of high-frequency current transformer based partial discharge detection in high-voltage cables / X. Hu, W.H. Siew, M.D. Judd, A.J. Reid, B. Sheng // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2019. – V. 34. – № 4. – P. 1549–1556.
8. Measurement, diagnostics and monitoring of partial discharges on high-voltage equipment on-line and off-line / Z. Sun, X. Zhao, J. Li, Y. Li // 2009 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications. – IEEE, 2009. – P. 1521–1526.
9. Correlation between thermal parameters and morphology of cross-linked polyethylene / Y. Zhao, Z. Han, Y. Xie, X. Fan, Y. Nie, P. Wang, W. Zhu // IEEE Access. – 2020. – V. 8. – P. 19726–19736.
10. Монастырский А.Е. Методы испытаний и диагностики кабельных линий с изоляцией из СПЭ // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2019. – № 10. – С. 43–47.
11. The cable fault diagnosis for XLPE cable based on 1DCNNs-BiLSTM network / Q. Wang, D. Cao, S. Zhang, Y. Zhou, L. Yao // Journal of Control Science and Engineering. – 2023. – V. 2023. – P. 1–10.
12. Feature selection of XLPE cable condition diagnosis based on PSO-SVM / F. Yun, H. Dong, C. Liang, T. Weimin, T. Chao // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2023. – V. 48. – № 5. – P. 5953–5963.
13. Кабель из сшитого полиэтилена, описание и характеристики // ООО «Бонком». 2022. URL: <https://www.boncom.by/papers/kabel-iz-sshitogo-polietilena> (дата обращения 12.08.2023).
14. Преимущества использования кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена // ООО «ИнКабель». 2021. URL: <https://inkabel.ru/preimushhestva-ispolzovaniya-kabelej-s-izolyaciej-iz-sshitogo-polietilena/> (дата обращения 12.08.2023).
15. Partial discharges classification methods in XLPE cable: a review / N. Rosle, N.A. Muhamad, M.N. Rohani, M.K. Jamil // IEEE Access. – 2021. – V. 9. – P. 133258–133273.
16. Конев А.А., Хакимьянов М.И. Диагностика состояния изоляции кабелей из сшитого полиэтилена // Энергетические и электротехнические системы: междунар. сб. науч. тр. / под ред. Г.П. Корнилова, Ю.Н. Кондрашовой. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2022. – Вып. 9. – С. 181–186.
17. The influence of the electromagnetic field on the neural network monitoring of insulation materials for electric cable networks / N.K. Poluyanovich, D.V. Burkov, M.N. Dubyago, A.A. Shurykin, E.Y. Kosenko // 2021 International Conference on Electrical, Computer, Communications and Mechatronics Engineering (ICECCME). – IEEE, 2021. – P. 1–6.
18. Уракова Е.Н. Диагностика состояния кабельных линий неразрушающими методами в АО «ЕЭСК» // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – № 3. – С. 114–117.
19. Методика калибровки переменного тока резонансной испытательной установки / А.В. Белов, Б.А. Мартынов, Р.Т. Хазиева, А.В. Мухаметшин // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2021. – Т. 17. – № 2. – С. 55–66.
20. A high voltage multi level arbitrary waveform generator for insulation testing / P. Lei, Y. Mingtian, L. Geqi, Z. Qiaogen, H. Kun // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2019. – V. 26. – № 2. – P. 405–411.
21. Gamisonia G.K., Solovev B.A., Khazieva R.T. Mathematical and physical modeling of inductive-capacitive converters based on multifunctional integrated electromagnetic component // 2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – IEEE, 2021. – P. 914–918.
22. Хазиева Р.Т., Васильев П.И., Купцов Д.В. Исследование стабилизирующих свойств двухсекционного многофункционального интегрированного электромагнитного компонента // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2020. – Т. 16. – № 3. – С. 36–42.
23. Разработка схемы и моделирование резонансного трансформатора на базе многофункционального интегрированного электромагнитного компонента / Р.Р. Афлятунов, П.И. Васильев, И.Д. Каекбирдина, Р.В. Кириллов, Р.Т. Хазиева // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2022. – Т. 18. – № 2. – С. 13–20.

Поступила 24.08.2023 г.

Прошла рецензирование: 14.09.2023 г.

Информация об авторах

Конев А.А., аспирант кафедры электротехники и электрооборудования предприятий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Хакимьянов М.И., доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой электротехники и электрооборудования предприятий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 621.3.04

DEVELOPMENT OF A TESTER FOR DIAGNOSTICS OF STATE OF CABLE LINES WITH XLPE INSULATION

Alexander A. Konev¹,
sashaknv@gmail.com

Marat I. Khakimyanov¹,
hakimyanovmi@gmail.com

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

Relevance. The moral and physical deterioration of cable lines voltage of 6–10 kV in our country ranges from 40 to 80 %. At the same time, up to 63 % of all accidents in electrical equipment are due to cable line failures. Recently, cables with cross-linked polyethylene insulation have been actively used, for the diagnosis of which special approaches are required. Therefore, the issues of developing high-voltage test facilities for diagnosing the state of insulation of electrical equipment are quite relevant. The authors proposed an original design of a high-voltage test facility that allows generating both direct voltage and alternating voltages of industrial and ultra-low frequencies. A feature of the device is the use of a multifunctional integrated electromagnetic component in it, which combines the functions of both an inductor and a capacitor. The use of this component allows reducing the dimensions and weight of the test facility.

The main aims of the research are to develop a design of a high-voltage test facility and to study its characteristics; build a mathematical model and get dependency graphs.

Objects: cables with XLPE insulation, high voltage test facilities.

Methods: theory of electrical circuits, mathematical modeling, program for mathematical and engineering calculations Mathcad, MATLAB Simulink.

Results. The authors proposed the original design of a high-voltage test facility, which makes it possible to generate both direct voltage and alternating voltages of industrial and ultra-low frequencies. The simulation of the installation was carried out. A method for calculating high-voltage test facilities is proposed.

Key words:

Cable, XLPE insulation, partial discharge, high voltage testing, multifunctional integrated electromagnetic component, mathematical model.

REFERENCES

1. Bashirov M.G., Gribovsky G.N., Gallyamov R.U., Gareev I.M., Khismatullin A.S. Recommendations for improving the reliability of electricity supply at industrial site of linear pipe operation. *Electrotechnical Systems and Complexes*, 2016, no. 2 (31), pp. 23–26. In Rus.
2. Gurevich Yu.E., Kabikov K.V., Kucherov Yu.N. Urgent problems of reliability of power supply to industrial consumers. *Electricity*, 2005, no. 1, pp. 3–14. In Rus.
3. Malik H., Yadav A.K., Mishra S., Mehto T. Application of neuro-fuzzy scheme to investigate the winding insulation paper deterioration in oil-immersed power transformer. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2013, vol. 53, pp. 256–271.
4. Novikova F.Sh., Bashirov M.G., Prakhov I.V. Development of a method for quantitative assessment of the technical condition of 6 kV cable lines. *Modern science-intensive technologies*, 2015, no. 9, pp. 63–67. In Rus.
5. Glazyrin A.S., Isaev Yu.N., Kladiev S.N., Leonov A.P., Rakov I.V., Kolesnikov S.V., Langraf S.V., Filipas A.A., Kopyrin V.A., Khamitov R.N., Kovalev V.Z., Lavrinovich A.V. Determination of running electrical characteristics of oil submersible cable. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 186–197. In Rus.
6. Salem A.A., Abd-Rahman R., Al-Gailani S.A., Kamarudin M.S., Ahmad H., Salam Z. The leakage current components as a diagnostic tool to estimate contamination level on high voltage insulators. *IEEE Access*, 2020, vol. 8, pp. 92514–92528.
7. Hu X., Siew W.H., Judd M.D., Reid A.J., Sheng B. Modeling of high-frequency current transformer based partial discharge detection in high-voltage cables. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2019, vol. 34, no. 4, pp. 1549–1556.
8. Sun Z., Zhao X., Li J., Li Y. Measurement, diagnostics and monitoring of partial discharges on high-voltage equipment on-line and off-line. *2009 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, IEEE, 2009. pp. 1521–1526.
9. Zhao Y., Han Z., Xie Y., Fan X., Nie Y., Wang P., Zhu W. Correlation between thermal parameters and morphology of cross-linked polyethylene. *IEEE Access*, 2020, vol. 8, pp. 19726–19736.
10. Monastyrsky A.E. Methods of testing and diagnostics of cable lines with XLPE. *Electrical equipment: operation and repair*, 2019, no. 10, pp. 43–47. In Rus.
11. Wang Q., Cao D., Zhang S., Zhou Y., Yao L. The cable fault diagnosis for XLPE cable based on 1DCNNs-BiLSTM network. *Journal of Control Science and Engineering*, 2023, vol. 2023, pp. 1–10.
12. Yun F., Dong H., Liang C., Weimin T., Chao T. Feature selection of XLPE cable condition diagnosis based on PSO-SVM. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2023, vol. 48, no. 5, pp. 5953–5963.
13. Kabel iz sshitogo polietilena, opisaniye i kharakteristiki [Cable made of cross-linked polyethylene, description and characteristics]. *OOO «Bonkom»*, 2022. Available at: <https://www.bonkom.by/papers/kabel-iz-sshitogo-polietilena> (accessed: 12 August 2023).
14. Preimushchestva ispolzovaniya kabeley s izolyatsiyey iz sshitogo polietilena [Advantages of using cables with cross-linked polyethylene insulation]. *OOO «InKabel»*, 2021. Available at: <https://inkabel.ru/preimushchestva-ispolzovaniya-kabelej-s-izolyatsiyey-iz-sshitogo-polietilena/> (accessed: 12 August 2023).
15. Rosle N., Muhamad N.A., Rohani M.N., Jamil M.K. Partial discharges classification methods in XLPE cable: a review. *IEEE Access*, 2021, vol. 9, pp. 133258–133273.
16. Konev A.A., Khakimyanov M.I. Diagnostika sostoyaniya izolyatsii kabeley iz sshitogo polietilena [Diagnostics of the insulation condition of cables made of cross-linked polyethylene]. *Energeticheskie i elektrotekhnicheskie sistemy. Mezhdunarodnyy sbornik nauchnykh trudov* [Energy and electrical systems. International Scientific Proceedings]. Eds. G.P. Kornilov, Yu.N. Kondrashova. Magnitogorsk, Magnitogorsk State Technical University named after G.I. Nosova Publ. house, 2022. Iss. 9, pp. 181–186.
17. Poluyanovich K., Burkov D.V., Dubyago M.N., Shurykin A.A., Kosenko E.Y. The influence of the electromagnetic field on the neural network monitoring of insulation materials for electric cable networks. *2021 International Conference on Electrical, Computer,*

- Communications and Mechatronics Engineering (ICECCME)*, IEEE, 2021. pp. 1–6.
18. Urakova E.N. Diagnostics of the condition of cable lines using non-destructive methods in JSC «EESK». *Relay protection and automation*, 2021, no. 3, pp. 114–117. In Rus.
 19. Belov A.V., Martynov B.A., Khazieva R.T., Mukhametshin A.V. Methodology for calibrating alternating current of a resonant testing installation. *Electrical and information complexes and systems*, 2021, vol. 17, no. 2, pp. 55–66. In Rus.
 20. Lei P., Mingtian Y., Geqi L., Qiaogen Z., Kun H. A high voltage multi level arbitrary waveform generator for insulation testing. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2019, vol. 26, no. 2, pp. 405–411.
 21. Gamisonia G.K., Solovov B.A., Khazieva R.T. Mathematical and Physical Modeling of Inductive-Capacitive Converters Based on Multifunctional Integrated Electromagnetic Component. *2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, IEEE, 2021. pp. 914–918.
 22. Khazieva R.T., Vasilyev P.I., Kuptsov D.V. Study of the stabilization properties of a two-section multifunctional integrated electromagnetic component. *Electrical and information complexes and systems*, 2020, vol. 16, no. 3, pp. 36–42. In Rus.
 23. Aflyatunov R.R., Vasiliev P.I., Kaekbirdina I.D., Kirillov R.V., Khazieva R.T. Development of a circuit and modeling of a resonant transformer based on a multifunctional integrated electromagnetic component. *Electrical and information complexes and systems*, 2022, vol. 18, no. 2, pp. 13–20. In Rus.

Received: 24 August 2023.

Reviewed: 14 September 2023.

Information about the authors

Alexander A. Konev, postgraduate student, Ufa State Petroleum Technological University.

Marat I. Khakimyanov, Dr. Sc., associate professor, head of the department, Ufa State Petroleum Technological University.

Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Корректура и перевод на английский язык *С.В. Жаркова*
Дизайн обложки *Т.В. Буланова*

Фотографии на обложке взяты из личного архива
Валерия Касаткина

Руководство для авторов и образец оформления статьи: izvestiya.tpu.ru

Подписано к печати 27.09.2023. Дата выхода журнала: 29.09.2023.
Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 26,06. Уч.-изд. л. 23,56.
Заказ 219-23. Тираж 500 экз. Цена свободная.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Адрес учредителя, редакции, издателя, типографии:
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, каб. 139.