



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

12+

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

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 332, № 11, 2021

Издательство
Томского политехнического университета
2021

ИЗВЕСТИЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ

Редакционная коллегия

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)
Кириянова Л.Г., выпуск. редактор, канд. филос. наук (Россия)
Глазырин А.С., выпуск. редактор, д-р техн. наук (Россия)
Алексеев С.В., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Борисов А.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Воропай Н.И., д-р техн. наук (Россия)
Джин-Чун Ким, Dsc (Южная Корея)
Заворин А.С., д-р техн. наук (Россия)
Зиатдинов Р.А., канд. физ.-мат. наук (Южная Корея)
Ильин А.П., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Конторович А.Э., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Коротеев Ю.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Коршунов А.В., д-р хим. наук (Россия)
Кочегуров А.И., канд. техн. наук (Россия)
Маркович Д.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Муравьев С.В., д-р техн. наук (Россия)
Никитенков Н.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Оствальд Р.В., канд. хим. наук (Россия)
Пестряков А.Н., д-р хим. наук (Россия)
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)
Руи Д., PhD (Португалия)
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)
Силкин В.М., д-р физ.-мат. наук (Испания)
Спицын В.Г., д-р техн. наук (Россия)
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)
Тойпель У., Dsc (Германия)
Уленев О.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Ханьялич К., Dsc (Нидерланды)
Пойлов В.З., д-р техн. наук (Россия)
Боярко Г.Ю., д-р экон. наук, канд. г.-м. наук, проф. (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)
Белозеров В.Б., д-р геол.-минерал. 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)
Стрижак П.А., д-р физ.-мат. 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, 2021

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

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

Учредителем является Томский политехнический университет.

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (свидетельство ПИ № ФС 77-65008 от 04.03.2016 г.)

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

Пятилетний импакт-фактор РИНЦ за 2015 г. – 0,339
(без самоцитирования – 0,287)

«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 геологических объектов.

Журнал представляет интерес для геологов, химиков, технологов, физиков, экологов, энергетиков, специалистов по хранению и транспортировке георесурсов, 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
- Экономические и социальные аспекты использования георесурсов

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

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

Volume 332, № 11, 2021

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

Editorial Board

Semiletov I.P., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)
Kiryanova L.G., managing editor, Cand. Sc. (Russia)
Glazyrin A.S., managing editor, Dr. Sc. (Russia)
Alekseenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Borisov A.M., Dr. Sc. (Russia)
Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)
Jin-Chun Kim, Dsc (South Korea)
Zavorin A.S., Dr. Sc. (Russia)
Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)
Ilyin A.P., Dr. Sc. (Russia)
Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)
Koroteev Yu.M., Dr. Sc. (Russia)
Korshunov A.V., Dr. Sc. (Russia)
Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)
Markovich D.M., Dr. Sc. (Russia)
Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)
Nikitenkov N.N., Dr. Sc. (Russia)
Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)
Pestryakov A.N., Dr. Sc. (Russia)
Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)
Rui D., PhD (Portugal)
Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)
Silkin V.M., PhD (Spain)
Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)
Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)
Teipel U., Dsc (Germany)
Ulenekov O.N., Dr. Sc. (Russia)
Hanjalic K., Dsc (Netherlands)
Poilov V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Sofronov V.L., Dr. Sc. (Russia)
Buznik V.M., Dr. Sc. (Russia)
Zakharov Yu.A., Dr. Sc. (Russia)
Boyarko G.Yu., Dr. Sc., Cand. 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)
Belozherov V.B., 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)
Strizhak P.A., 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 Federal Service for Supervision in the Sphere of Communications, Information Technology and Mass Media).

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

- Численное исследование вязкостно-инерционного ламинарного закрученного течения в круглой трубе с эксцентричным круглым ядром
Харламов С.Н., Джангхорбани М.
- Содержание и состав атмосферных и парниковых газов в подземных льдах разного генезиса
Бутакوف В.И., Слагода Е.А., Тихонравова Я.В.
- Экологический мониторинг породных отвалов горнопромышленных агломераций
Высоцкий С.П., Козырь Д.А.
- Технологии удаления асфальтосмолапарафиновых отложений из нефтедобывающих скважин с помощью растворителей
Денисламов И.З., Имамутдинова А.А., Самушкова Э.С.
- Механизм фильтрации пластовой жидкости в фильтре, находящемся в контакте с горной породой
Хабибуллин М.Я.
- Моделирование течения газожидкостного потока на приеме электроцентробежных насосных установок с каркасно-проволочным фильтром
Уразаков К.Р., Тугунов П.М., Алиматов Ш.А.
- Золото в рудах золото-колчеданного месторождения Абыз (Центральный Казахстан)
Мазуров А.К., Николаева А.Н., Рудмин М.А., Якич Т.Ю., Рубан А.С., Байболова Ш.Ж.
- Группирование эксплуатационных объектов на основе параметров обобщенной модели кривых капиллярного давления на примере ряда нефтяных месторождений Западной Сибири
Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Грезина О.А.
- Минералого-геохимические особенности почвенного покрова золоторудного месторождения Вьюн (Республика Саха (Якутия))
Мишанькин А.Ю., Язиков Е.Г., Филимоненко Е.А., Собыанин Ю.П.
- Условия формирования волн напряжения при взрыве шпуровых зарядов взрывчатого вещества и их влияние на качество разрушения горных пород при проходке горных выработок
Масаев Ю.А., Масаев В.Ю., Дрозденко Ю.В., Аксенова О.Ю.
- Изучение закономерностей распределения фильтрационных свойств в пределах сложнопостроенных карбонатных резервуаров
Мартюшев Д.А., Галкин В.И., Пономарева И.Н.
- Анализ эффективности процесса газификации пылеугольного топлива в высокотемпературном потоке O_2/N_2 и O_2/CO_2 с помощью математического моделирования
Донской И.Г.
- Строение и этапы развития осадочного бассейна северо-востока восточно-европейской платформы в протерозое и палеозое на основе многолетних наблюдений геологических разрезов и исследований глубоких скважин
Сулима А.И., Плюснин А.В., Плешков Л.Д., Трубин Я.С., Тимофеев В.Д.
- Математическое моделирование ультразвукового излучателя резонансного типа для подготовки высоковязкой нефти к транспорту
Азин А.В., Богданов Е.П., Марицкий Н.Н., Пономарев С.А., Рикконен С.В.
- 7 Numerical simulation of viscous-inertial laminar swirling flow in a circular tube with an eccentric round core
Kharlamov S.N., Janghorbani M.
- 22 Content and composition of atmospheric and greenhouse gases in underground ice of different genesis
Butakov V.I., Slagoda E.A., Tikhonravova Ya.V.
- 37 Environmental monitoring of waste dumps of mining agglomeration
Vysotsky S.P., Kozyr D.A.
- 47 Technical solutions for removing asphalt-resin-paraffin deposits with solvents from oil-producing wells
Denislamov I.Z., Imamutdinova A.A., Samushkova E.S.
- 58 Mechanism of filtration of formation liquid in a filter in contact with rock
Khabibullin M.Ya.
- 68 Simulation of gas-liquid flow at the intake of electric centrifugal pumping units with wire-frame filter
Urazakov K.R., Tugunov P.M., Alimetov Sh.A.
- 78 Gold in the ore of the gold-pyrite deposit Abyz (Central Kazakhstan)
Mazurov A.K., Nikolayeva A.N., Rudmin M.A., Yakich T.Yu., Ruban A.S., Baybolova Sh.Z.
- 89 Production facilities grouping based on the parameters of the capillary pressure curves generalized model on the example of Western Siberia oil fields
Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Grezina O.A.
- 98 Mineral and geochemical features of the soil cover of the Vyun gold ore deposit (the republic of Sakha (Yakutia))
Mishankin A.Yu., Yazikov E.G., Filimonenko E.A., Sobyaniin Yu.P.
- 110 Conditions of stress wave formation during blasting of borehole charges and their influence on rock fracture quality
Masaev Yu.A., Masaev V.Yu., Drozdenko Yu.V., Aksenova O.Yu.
- 117 Study of regularities of distribution of filtering properties within complexly constructed carbonate reservoirs
Martyushev D.A., Galkin V.I., Ponomareva I.N.
- 127 Analysis of efficiency of pulverized coal gasification in high-temperature flow of O_2/N_2 and O_2/CO_2 using mathematical modeling
Donskoy I.G.
- 141 Structure and development stages of the northeast part of the east European platform sedimentary basin in the Proterozoic and Paleozoic based on long-term geological sections outcrops observations and studies of deep wells
Sulima A.I., Plyusnin A.V., Pleshkov L.D., Trubin Ya.S., Timofeev V.D.
- 161 Mathematical modeling of a resonant-type ultrasonic emitter for preparing high-viscosity oil for transport
Azin A.V., Bogdanov E.P., Maritsky N.N., Ponomarev S.A., Rikkonen S.V.

- | | | |
|---|------------|--|
| Природные и антропогенные факторы, обуславливающие активность склоновых процессов территории проектируемой железной дороги Элегест–Кызыл–Курагино
Строкова Л.А., Надеждина Ю.Ю. | 170 | Natural and anthropogenic factors related to activity of slope processes on the territory of the projected railway Elegend–Kyzyl–Kuragino
Strokova L.A., Nadezhdina Yu.Yu. |
| Проектирование тяжело нагруженной циклоидальной передачи со свободной обоймой из условия контактной прочности
Ефременков Е.А., Ефременкова С.К. | 183 | Design of heavily loaded cycloidal transmission with free cage based on contact strength
Efremenkov E.A., Efremenkova S.K. |
| Разработка методики определения оптимального диаметра устьевого штуцера
Азеев А.А., Квеско Н.Г., Подоляко Д.С. | 189 | Development of procedure for determining optimal diameter of wellhead nozzle
Azeev A.A., Kvesko N.G., Podolyako D.S. |
| Тектономагматическая эволюция эоценового вулканизма Талышской зоны (Азербайджан)
Керимов В.М. | 200 | Tectonomagmatic evolution of the Eocene volcanism of the Talysh zone (Azerbaijan)
Karimov V.M. |
| Методические подходы к выбору компонентного состава и показателей свойств технологических жидкостей, используемых для отбора керна
Некрасова И.Л., Хвощин П.А., Казаков Д.А., Торопицына И.С., Гаршина О.В., Предеин А.А. | 212 | Methodological approaches to selection of composition and properties of technological fluids used for core sampling
Nekrasova I.L., Khvoshchin P.A., Kazakov D.A., Toropitsina I.S., Garshina O.V., Predein A.A. |
| Анализ типовых форм деформаций приконтурного углепородного массива и особенности восстановления крепления горных выработок
Цибаев С.С., Ренев А.А., Ванг Цин, Юй Фэн-Хай | 223 | Analysis of deformation of typical forms surrounding rock massif for mine workings support recovery
Tsibaev S.S., Renev A.A., Qing-duo Wan, Feng-hai Yu |

УДК 504.61:532.542: 536.252

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЯЗКОСТНО-ИНЕРЦИОННОГО ЛАМИНАРНОГО ЗАКРУЧЕННОГО ТЕЧЕНИЯ В КРУГЛОЙ ТРУБЕ С ЭКСЦЕНТРИЧНЫМ КРУГЛЫМ ЯДРОМ

Харламов Сергей Николаевич¹,
kharsn@mail.ru

Джангхорбани Мехран¹,
mehrhan.janghorbani@gmail.com

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

Актуальность исследования определяется необходимостью понимания особенностей гидродинамики и тепломассообмена в реологически сложных однородных и неоднородных средах при течении в кольцевых областях. Это важно для выработки рекомендаций по управлению бурением, повышению надежности функционирования специального оборудования при высоких динамических и тепловых нагрузках при вращении трубы, заполнения межтрубного пространства шламом, а также установления контроля за изменением состава, структуры, давления, скорости и реофизических свойств (с псевдопластическими, тиксотропными и вязкоэластичными эффектами) бурового раствора на горизонтальных участках скважин.

Цель: исследовать гидродинамику вязкого потока в кольцевых трубах с эксцентрично расположенным круглым ядром, полых каналах в условиях прямого и закрученного (способом подвижной внутренней стенки/локально на входе) течений; внести понимание эффектов, сопровождающих операции бурения на наклонных и горизонтальных участках скважин с эксцентричными буровыми трубами; установить особенности изменений динамической структуры потока в зонах преимущественного движения вязких сред за счет инерционных сил, а также в моменты торможения потока при загромождении сечения продуктами выработки; выдать рекомендации о благоприятном воздействии инерционных сил на вязкость промывочных жидкостей для поддержания эффективного бурения нефтяных скважин.

Методы: инженерный анализ моделей реальности процессов транспорта реологически сложных вязких сплошных сред во внутренних системах (трубах, каналах) и их описание методами физико-математического и численного моделирования в форме систем дифференциальных и алгебраических уравнений, решение которых в важнейших аспектах технологических процессов бурения согласуется с характеристиками элементов специального оборудования.

Результаты. Исследованы внутренние течения вязких сред со специфической реологией [ньютоновские и неньютоновские жидкости (типа Гершеля–Балкли)] в геометрических конфигурациях, характерных для эксцентричных буровых труб с эффектами от изменений их пространственной ориентации, расхода, интенсивности вращения входящего потока/стенки ядра, а также реофизических свойств (τ_0 , k , n). Параметрический анализ динамических эффектов выполнен для диапазона изменений критериев: Россби $Ro=0...5$, Рейнольдса $Re=10^2...10^3$, Бингама $Bi=5...15$, эксцентриситета $\Delta=0,1...0,9$. Оценены и обобщены эффекты от механизмов конвективно-диффузионного взаимодействия процесса переноса импульса в трубах/каналах при сложном движении потока и его контактах со стенками. Расчеты показывают, что любые осложнения течения капельных сред обусловлены изменением полей давления, скорости, внешних и внутренних сил (вследствие реологии). Проанализированы особенности возникновения рециркуляционных зон в закрученном потоке, затухания по длине трубы тангенциальной компоненты скорости. Отмечается, что с ростом эксцентриситета ядра усиливается неоднородность потока, асимметрия распределения осевой компоненты вектора скорости и устанавливаются условия к блокированию течения в нижней части межтрубного пространства. Установлено, что наличие препятствий движению потока в кольцевых областях, например, в виде частиц шлама при бурении, способно интенсифицировать асимметричность процессов переноса, особенно при высоких числах Re , Bi . Этого можно избежать в режимах течения с вращением буровой трубы методом подвижной стенки/орбитального движения. В заключение приведены рекомендации по моделированию, расчету течений вязких сред, сопровождающих бурение, очистку горизонтальных скважин.

Ключевые слова:

Скважина, бурение, вращение, моделирование, гидродинамика, реология, кольцевые потоки, транспорт, очистка.

Введение

Во многих динамических процессах, оказывающих существенное влияние на функционирование промышленного оборудования, участвуют потоки вязких сред, представляющих собой системы/смеси со специфической реологией, структурой и составом твердых частиц неодинакового размера и формы. Течение таких сред по пространству рабочей области (в каналах, трубах, щелях, кольцевых участках/элементах рабочих узлов с эксцентрично расположенным круглым ядром) осложнено процессами осаждения/загромождения проходного сечения из-за высокой зависимости скорости потока от характера изменений внутренних и внешних сил, возмущений, генерируемых на грани-

цах. В нефтегазовой и химико-технологической промышленности актуальны проблемы повышения эффективности оборудования, обеспечивающего очистку скважин от бурового шлама [1–3]. Прогноз режимов гидродинамической очистки скважин от шлама в кольцевых областях межтрубного пространства ставит задачи определения сути гидродинамических эффектов, формирующих устойчивые режимы течения смесей со взвешенными твердыми частицами посредством наложения на прямоочное течение эффектов вращения внутренней трубы. В таких условиях характер движения смеси будет существенно зависеть от интенсивности закрутки и эксцентриситета круглого ядра, силы тяжести, особенностей конвективно-

диффузионного взаимодействия частиц смеси как между собой, так и со стенками межтрубного пространства. Процессы гравитационного и центробежного осаждения мелких частиц в жидкости, условия захвата и уноса их вязким потоком требуют изучения особенностей перестройки по пространству однородного и неоднородного закрученного потока, определения их закономерностей. В таких условиях вполне естественным представляется установление деталей движения первоначально гомогенной химически инертной среды (несжимаемой жидкости) в коаксиальном межтрубном пространстве постоянного поперечного сечения и последующее обобщение данных на более общую геометрическую и физическую конфигурацию, характерную для специальных задач гидродинамической очистки скважин от шлама. Видно [1–4], что при организации эффективного и оптимального управления операциями нефтегазового бурения роль эффектов от гидродинамики и теплообмена в вязкостно-инерционно-гравитационном течении жидкостей в элементах специального оборудования значительна и их изучение *актуально*. Однако в отношении процессов бурения все еще отсутствуют полные и достоверные сведения о деталях влияния закрутки и реологии среды на транспортировку бурового раствора по стволу скважины. Результаты исследования закрученных внутренних вязкостно-инерционных потоков (локально на входе, вращающейся стенки вокруг своей продольной оси) показывают (например, [5–9]), что в таких потоках формируются области со специфическим рециркуляционным характером изменения поля скорости, вызванным особенностями изменения поля давления. Эти процессы существенно влияют на эффекты отрыва потока, экстенсификации процессов переноса, формируют пространственные размеры застойных областей, способствуют образованию отложений частиц на стенках и служат источником для установления механизмов седиментации, сальтации твердых частиц в гетерогенной смеси.

Таким образом, *цель работы* заключалась в: *численном исследовании гидродинамики* вязкого потока в трубе с эксцентрично расположенным круглым ядром в условиях прямого и закрученного (способом подвижной внутренней стенки) течений; *выяснении роли* установления особенностей и закономерностей механизмов, определяющих перестройку поля скорости по кольцевому пространству; *выдаче рекомендаций* по прогнозу изменений локальных и интегральных параметров течения, обеспечивающих эффективность транспорта частиц жидкости и оказывающих благоприятное воздействие на реологические свойства промысловых жидкостей при бурении нефтяных скважин.

Физическая и математическая постановка задачи

В общем случае вязкостно-инерционно-гравитационного ламинарного движения несжимаемой жидкости по кольцевой области межтрубного пространства с эксцентричным круглым ядром допускается, что течение ньютоновской/неньютоновской жидкости в условиях отсутствия силы тяжести и эксцентрисис-

тета вращательно-симметрично. Гидродинамика и теплообмен жидкости со стенками канала осложнены влиянием переменности теплофизических свойств, действием внешних сил (гравитационных и центробежных), особенностями реологической связи напряжений со скоростями деформаций, нестационарными эффектами, формируемыми характером движения круглого ядра и интенсивностью его вращения как вокруг собственной продольной оси (с центром O_1), так и ее неустановившегося/стационарного орбитального движения относительно продольной оси кольцевого канала (с центром O_2). Исследование особенностей течения проводится в режимах гидродинамики и теплообмена, характерных для технологических операций, физических процессов, сопровождающих функционирование бурового оборудования, движений бурового раствора на горизонтальных участках скважин, с целью организации эффективных операций транспорта шлама и его уноса из низкорейнольдсовых и высоковязких пристеночных областей.

Детали движения и области расчета жидкости

Геометрическая конфигурация области гомогенного/гетерогенного течения ньютоновской (вода)/неньютоновской жидкости (Гершеля–Балкли, Оствальда–де Вале) в аксиальном направлении типична для кольцевых каналов и включает параметры: длины (L) поверхности; радиусов внешней (R_2) и внутренней ($R_1 = \kappa R_2$) круглых цилиндрических труб; кольцевого зазора ($a = R_2 - R_1$); расстояния ($b = O_2 - O_1$) между центрами внешней трубы (O_2) и круглого ядра (O_1); эксцентриситета ядра – $e = \frac{2b}{D-d}$. Особенности

изменений структуры внутреннего потока и характера движения вязкой среды/буровой смеси в скважине при вязкостно-инерционно-гравитационном течении, осложненном вращением ядра, представлены в [1–9], и дополнительно предполагается, что имеется a – минимальный зазор между внешней трубой и ядром, при котором возможен транспорт вязкой среды по всему сечению кольцевого пространства; y, z – соответственно радиальная и азимутальная независимые переменные декартовой системы координат; φ – переменная цилиндрической системы/угол, характеризующая процессы в радиальной плоскости межтрубного пространства; φ_n – переменная изменения центра ядра при орбитальном движении; r_0 – радиус кольцевой зоны интенсивного течения. Общий анализ имеющихся библиографических данных по рассматриваемой проблеме (например, [1–15]) позволяет отметить, что транспорт вязкой жидкости с ньютоновской реологией по межтрубному пространству, свободному от примесей, происходит без существенных особенностей, за исключением специфики изменения поля скорости смеси в низкорейнольдсовой и эксцентричной (нижней) части кольцевой зоны. При динамике неньютоновских сред следует учитывать, что превышение максимального касательного напряжения (τ_0) и предельного статического напряжения сдвига (деформаций, θ) влечет интенсификацию течения в областях, отвечающих части сечения кольцевого про-

странства, которую можно ограничить размерами дуг большой и малой окружностей с радиусами внешней трубы (R_2) и круглого ядра (R_1), связанных между собой пространством с окружностями радиуса r_0 . Эта область живого сечения определяется относительно большим спектром изменений скоростей течения, а также скоростей деформаций, которые способны генерировать высокую циркуляцию в тиксотропной жидкости. В случае орбитального движения ядра относительно центра O_2 продольной оси внешней трубы его положение следует связать с изменением центра ядра O_1 по окружности радиуса b в зависимости от

угла $\varphi_{я}$. Заметим, что в режимах течения с закруткой стенки ядра его взаимодействия с тиксотропной жидкостью в пристеночной области будут формировать дополнительные напряжения, интенсифицирующие вязкостно-инерционно-гравитационные механизмы переноса импульса, тепла, массы. В таких условиях в физической и математической постановках задачи необходимо учитывать дополнительные нестационарные эффекты при течении капельной среды и связывать их с неустановившемся движением центра O_1 по окружности (с отклонением $b=O_2-O_1$ и изменением текущего угла $\varphi_{я}=\varphi_{я}(t)$).

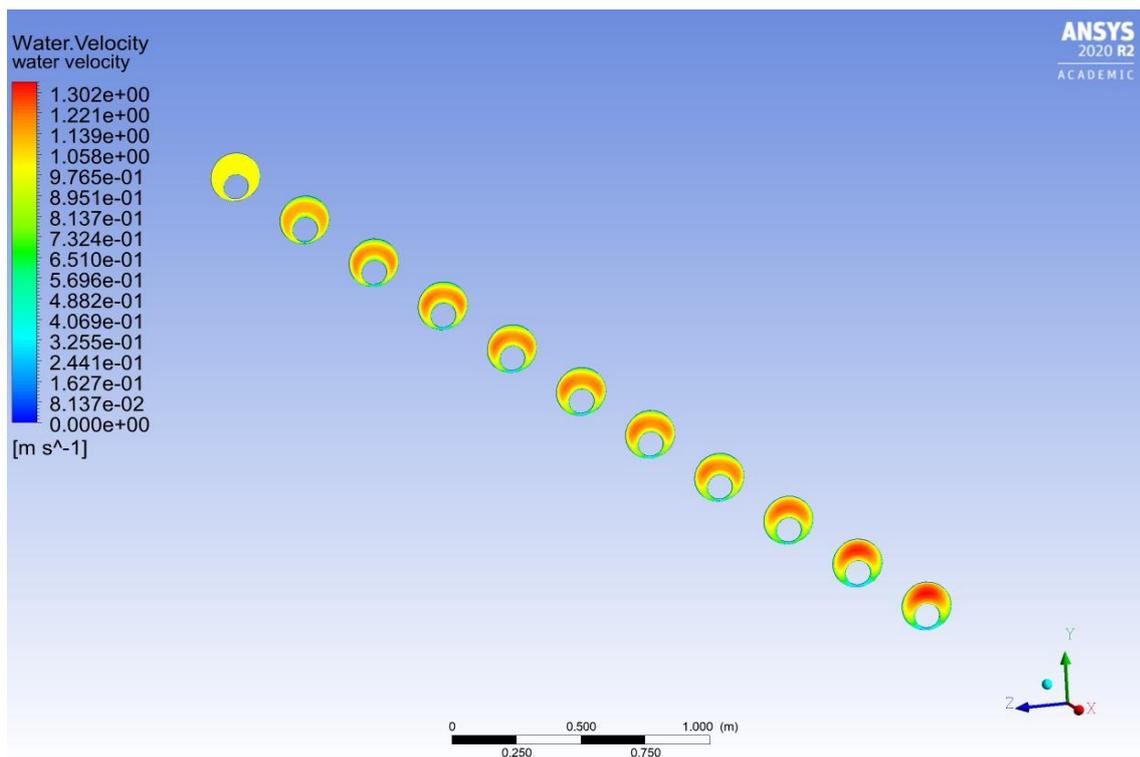


Рис. 1. Характерная картина изменения поля скорости при прямоточном вязкостно-инерционном течении капельной ньютоновской жидкости (вода) в эксцентричной трубе без внешних сил, при ударном профиле на входе
Fig. 1. Characteristic picture of the change in velocity field in the direct viscous-inertial flow of the Newtonian liquid (water) in the eccentric tube at the «shock» entrance profile and without external forces

Детальное исследование процессов бурения скважин с фиксированным эксцентриситетом бурильной трубы, выполненное, например, в [12], также указывает, что начало движения в реологически сложной среде в эксцентричной области происходит с учетом значений поля давления, имеющего порядок $O(\theta R_h)$, где R_h – величина гидравлического радиуса радиального сечения трубы, включающего выраженную циркуляцию потока. Причем его максимальное значение определяется частью площади кольцевой зоны, в которой происходит циркуляция, и она зависит от эксцентриситеты круглого ядра. Следует ожидать, что если процесс происходит при постоянных параметрах θ и R_{hmax} , то будем иметь восстановление циркуляции при минимальном градиенте давления. Также из [13] следует важное для моделирования положение, что соприкосновение внешней трубы и ядра происходит по некоторой части поверхности, а не в точке про-

странства. Это обстоятельство ведет к образованию застойных зон, где наблюдаются пренебрежимо малые инерционные процессы. В этом смысле определение условий для существования зазора (a), где наблюдается циркуляция с учетом вязкостно-инерционно-гравитационных процессов в вязко-пластической жидкости без образования застойных зон, составляет важнейшую часть задачи исследования.

Определяющие уравнения гидродинамики и теплообмена жидкости в кольцевом пространстве

Большинство рабочих сред (буровые жидкости, углеводородные продукты (нефти различного состава и структуры)) при транспортировке по элементам нефтегазового оборудования представляют собой реологически сложные системы, и их математическое моделирование существенно осложнено формулировкой тепло- и реофизических свойств. Закономерности

гидродинамики и теплообмена в таких системах описываются уравнениями законов сохранения: массы (1), импульса (2) и энергии (3), физических свойств (4), которые в своей общей векторной форме, отвечающей учету рассматриваемых процессов переноса массы, импульса и энергии в вязких (ньютоновских и не-ньютоновских) слабосжимаемых средах, имеют вид [14–18]:

$$\operatorname{div} \vec{v} = 0; \quad (1)$$

$$\frac{D\vec{v}}{Dt} = \operatorname{Div} \vec{\tau} + \vec{F}; \quad (2)$$

$$\frac{DT}{Dt} = \operatorname{div}(\operatorname{grad} T) + S_T; \quad (3)$$

$$\rho = \rho(T), c_p = c_p(T), \lambda = \lambda(T), \mu = \mu(T). \quad (4)$$

Здесь \vec{v} – вектор скорости и ее компоненты: $u_1 = u$, $u_2 = v$, $u_3 = w$ – осевая (u), радиальная (v) и азимутальная (w) в направлении (x, r, φ) переменных цилиндрической системы координат соответственно; $\frac{D}{Dt} = \frac{\partial}{\partial t} + (\vec{v} \cdot \nabla) \equiv \frac{\partial}{\partial t} + u_j \frac{\partial}{\partial x_j}$ – полная производная; T – температура транспортируемой среды; $a = \frac{\lambda}{\rho c_p}$ – коэффициент теплопроводности; S_T – диссипативная функция $\left(S_T = \frac{1}{\rho c_p} \left[\vec{\tau}_i \cdot \frac{\partial \vec{v}}{\partial x_i} \right] \right)$; $\vec{\tau}$ – тензор напряжений; μ – коэффициент динамической вязкости; ρ – плотность; c_p – теплоемкость; \vec{F} – массовая сила (тяжести/подъемная); p – гидродинамическое давление.

Модельные реологические связи вязко-пластической жидкости

Заметим, что реологический закон изменений тензора напряжений в уравнении (2) для общего случая движения сплошных сред (включая фактор сжимаемости) можно представить в виде (5):

$$\vec{\tau} = -p\vec{I} + 2\mu_{eff} \left[\vec{S} - \frac{1}{3}(\nabla \cdot \vec{v})\vec{I} \right], \quad \vec{S} = \frac{1}{2}(\nabla \vec{v} + (\nabla \vec{v})^T), \quad (5)$$

где μ_{eff} – коэффициент эффективной вязкости следует из формулировки общего вида – $\mu_{eff} = \mu_{eff}(\vec{\tau}, \vec{S}, T, P)$, причем в гетерогенных средах он также зависит от концентрации, формы и размера частиц. Учитывая, что для многих простых гомогенных (чисто сдвиговых внутренних) течений напряжение и скорость деформаций представляют собой вторые инварианты, согласно [16, 17], для характеристик вязкопластической (бингамовской) жидкости принимается (6)

$$\vec{\tau} = \left\{ \mu_0 + \frac{\tau_0}{[0,5(\vec{S}; \vec{S})]^{0,5}} \right\} \vec{S} \quad \text{при } 0,5(\vec{\tau}; \vec{\tau}) > \tau_0^2$$

и

$$\vec{\tau} = \tau_0, \quad \vec{S} = 0 \quad \text{при } 0,5(\vec{\tau}; \vec{\tau}) \leq \tau_0^2. \quad (6)$$

Анализ показывает [16–18], что при прогнозе процессов в аномально вязких гомогенных средах вполне корректным замыканием для (5) выступает, например, двухконстантная (κ, m) модель для эффективной вязкости

$$\mu_{eff} = \frac{\tau_0(T)}{h} + \kappa(T)h^{\frac{1}{m-1}},$$

где $\tau_0(T)$ – предельное напряжение сдвига в вязкопластической среде; $\kappa(T)$, m – эмпирические константы/параметры модельного реологического закона не-ньютоновской жидкости. Тогда как течение гетерогенных сред (смесей жидкостей с твердыми частицами) в рассматриваемых условиях следует описывать более сложными зависимостями для эффективной вязкости типа эмпирического уравнения (7), предложенного в [19]:

$$\mu_{eff} = \mu_f \exp \left\{ \frac{2,5}{\beta} \left[\frac{1}{(1 - \alpha_s)^{1,5}} - 1 \right] \right\} + \mu_{fr}, \quad (7)$$

которое для гомогенной среды редуцируется в соотношении с параметрами: $\alpha_s = 0$ (отсутствует концентрация частиц твердой фазы); μ_f – коэффициент динамической вязкости транспортируемой среды в нормальных условиях; $\mu_{fr} = 0$ (параметр вязкости, ответственной за трение при взаимодействии жидкой фазы с твердыми частицами); $\beta = 1$ (модельный коэффициент вязкости, имеющий значение $\beta = 1,5$ для гетерогенной смеси). В качестве обобщений (5) полезно отметить, что в частном случае анализа течений вязкопластической среды – бингамовской жидкости – можно записать (8):

$$\mu_{eff} \equiv \mu_f = (\tau_0 + \kappa \dot{\Gamma}) \cdot \dot{\Gamma}^{-1}, \quad \dot{\Gamma} = (0,5 \vec{S} \cdot \vec{S})^{0,5},$$

или по [20]

$$\mu_{eff} = \frac{\tau_0 (1 - \exp \left(\frac{-m \dot{\Gamma}^n}{\dot{S}_0} \right))}{\dot{\Gamma}}, \quad (8)$$

а в случае модели Гершеля–Балкли имеем (9):

$$\vec{\tau} = \tau_0 + k \vec{S}^n, \quad \mu_{eff} \equiv \mu_f = (\tau_0 + \kappa \dot{\Gamma}^n) \cdot \dot{\Gamma}^{-1}. \quad (9)$$

где \dot{S}_0 – характерное значение скорости сдвига, которое в условиях подвижности стенки круглого ядра имеет вид $\dot{S}_0 = \left[\left(\frac{W_w}{b} \right)^2 + \left(\frac{U_0}{b} \right)^2 \right]^{0,5}$; $W_w = \omega R_1$, ω – угловая скорость вращения стенки ядра, [с⁻¹]; κ – эмпирический параметр/коэффициент консистенции, [Па сⁿ]; n – индекс поведения потока, [-]; τ_0 – предельное значение напряжения, [Н/м].

Формулировка краевых условий и детали численного решения

Получение численного решения системы определяющих уравнений с замыканиями (1)–(9) выполняется при следующих краевых условиях, отвечающих рассматриваемой конфигурации течения и теплообмена в скважине с круглым ядром, расположенным:

- 1) *коаксиально* в условиях установившихся прямо- точных и закрученных (локально на входе в кольцевую зону/методом вращающейся стенки ядра);
- 2) *эксцентрично* в условиях стационарных и неустановившихся орбитальных движений ядра (по окружности с отклонением b от центра O_2).

Начальные условия

Так, в начальный момент времени ($t \in (t_0, t_k]$, при $t=t_0$) в пространстве независимых переменных ($x \in [0, L]$, $r \in (R_1, R_2)$, $\varphi \in [0, 2\pi]$) поля искоемых параметров (компонентов вектора скорости ($u, v, w = F_k(x, r, \varphi, Re, Ro)$), ($k=x, r, \varphi$), температуры ($T=T_0$), давления ($p=p_0$)) считаются заданными с учетом характерных значений, входящих в определяющие критерии подобия: Рейнольдса $\left(Re = \frac{U_{cp}(R_2 - R_1)}{\nu} \right)$, Россби $\left(Ro = \frac{W_0}{U_0} \right)$, Пекле $\left(Pe = \frac{U_{cp}(R_2 - R_1)}{a} \right)$, Фруда $\left(Fr = \frac{U_{cp}^2}{g(R_2 - R_1)} \right)$, Ричардсона ($Ri = Gr/Re^2$), Грасгофа $\left(Gr = \frac{g\beta_p(T_w - T_0)(R_2 - R_1)^3}{\nu^2} \right)$, Жуковского $\left(Zh = \frac{\nu t}{(R_2 - R_1)^2} \right)$, Струхалия $\left(Sh = \frac{U_{cp} t}{(R_2 - R_1)} \right)$, Фурье $\left(Fo = \frac{at}{(R_2 - R_1)^2} \right)$, Прандтля ($Pr = \nu/a$), Бингама (для жидкости Гершеля–Балкли) $\left(Bi = \left(\frac{\tau_0}{\kappa} \right) \left(\frac{R_2 - R_1}{U_{cp}} \right)^n \right)$.

Причем теплофизические параметры среды представляются в виде (10):

$$\frac{\rho}{\rho_0} = 1 - \beta_p(T - T_w); \quad \frac{\mu_0}{\mu} = 1 + \beta_\mu(T - T_w);$$

$$\frac{\lambda}{\lambda_0} = 1 - \beta_\lambda(T - T_w); \quad \frac{c_p}{c_{p0}} = 1 + \beta_c(T - T_w), \quad (10)$$

где $\rho_0, c_{p0}, \lambda_0$ – значения физических свойств при фиксированной температуре T_0 ; $\beta_p, \beta_\mu, \beta_c$ – постоянные, зависящие от рода жидкости и температурного напора. Заметим, что характерными параметрами выступают: в группе геометрически величин – продольная длина (L)/ширина (b) смещения центра ядра относительно продольной оси внешней трубы; в динамической части – процессы со скоростью на входе (U_0)/средней по поперечному сечению осевой составляющей скорости потока; в тепловой части – температурный напор ($T_w - T_0$).

Граничные условия

В классе внутренних течений в кольцевой области с аксиально расположенным ядром (смещение – $b=0$; центры – $O_2=O_1$) предполагается, что в условиях, развивающихся по пространству и установившихся во времени прямооточных и закрученных потоков (методом вращающейся стенки ядра/локально в области входа потока в кольцевую зону с неподвижной стенкой ядра) на границах ($\Gamma_i, i=1-4$), формулируются следующие граничные условия.

На входе (Γ_1) – $t \geq t_0, x=0, R_1 < r < R_2: u=U_0(r); v=V_0(r); w=W_0(r); T=T_0(r)$. Допускается, что входящий в трубу поток может быть развитым (в качестве профиля осе-

вой скорости $U_0(r)$ выбирается профиль Пуазейля либо однородный по сечению $u=U_0=const, v=0, w=W_0(r)$). Причем в условиях закрутки (локально в области входа) входящего прямооточного течения принимается: $W_0(r)=\omega r (r \in (R_1, R_2), \omega=const)$;

На выходе (Γ_2) – $t \geq t_0, x=L, R_1 < r < R_2: \frac{\partial \Phi_k}{\partial x} + \varepsilon \Phi_k = 0$,

где $\Phi_k = \{u, v, w, T\}$. Учитывается, что $\varepsilon \neq 0$ (некоторое малое положительное число) только для $\Phi_k = w$.

На внешней границе (Γ_3) – $t \geq t_0, x \geq 0, r=R_2: u=v=w=0; T=T_w$.

На стенке ядра (Γ_4) формулируются условия:

- течение прямооточного потока в коаксиальном канале и локально закрученном в области входа – $t \geq t_0, x \geq 0, r=R_1: u=v=w=0; T=T_w$;
- режим прямооточного течения (а), закрученного по методу вращающейся стенки ядра (б): (а) – $w=0$ при $t \geq t_0, x \geq 0, r=R_1$, (б) – $w=W(R_1)=\Omega R_1=const$, при $t \geq t_0, x \geq 0, r=R_1$.
- режим орбитального вращения ядра вокруг продольной оси внешней трубы.

Известно [15,18], что в данных условиях течение вязкой среды (бурового раствора) по кольцевому пространству буровой колонны осложнено необходимостью учета нестационарных эффектов, вызванных смещением эксцентриситета ядра (долото с фиксированными режущими кромками), которое зависит от интенсивности вращения стенки ядра, а также специфических деформационных процессов в вязкопластической тиксотропной жидкости. Для уяснения сути этих нелинейных процессов и оценки соответствующего влияния на гидродинамику и теплообмен между стенками внешней трубы и вращающимся ядром при построении численного решения формулируется *краевая задача* для нестационарных неустановившихся процессов переноса массы, импульса и энергии с нелинейностью второго рода, учитывающей пространственно-временную зависимость тепло- и реофизических свойств от времени, температуры, деформационных и релаксационных процессов. *Начальные условия* краевой задачи, *граничные условия*: на входе (Γ_1), на выходе (Γ_2) и на внешней границе (Γ_3), принимаются в виде связей, сформулированных выше. Подвижность эксцентриситета (e) центра оси ядра (O_1) вокруг продольной оси внешней трубы с центром O_2 за счет интенсивности вращения стенки ядра относительно своего центра (O_1) учитывается заданием траектории центра O_1 (11) по окружности радиуса $b=O_2-O_1$:

- при $t=t_0, z=z_0, y=y_0: b=b_0=const$;
- при $t > t_0$:

$$z(t) = b(t) \cos(\varphi_r); \quad y(t) = b(t) \sin(\varphi_r);$$

$$\varphi_r = \frac{\omega t}{t_R}; \quad b(t) = (z^2(t) + y^2(t))^{0.5}. \quad (11)$$

Заметим, что в общем случае комплексного прямооточно-закрученного движения вязкой жидкости в поперечном сечении межтрубного пространства характерное время релаксационных процессов $\left(t^* = \frac{R_2 - R_1}{U_{cp}} \right)$ соответствует следующим оценкам:

- для течения *ньютоновской среды* с подвижной стенкой – $t_R^* = \frac{t^* \text{Ro}_w}{W_w}$;
- для *неньютоновской среды* при *прямоточном* течении – $t_R^* = \frac{\text{Bi} \cdot \kappa}{\tau_0}$;
- для течения *неньютоновской жидкости* с *подвижной* стенкой – $t_R^* = \left(\frac{\text{Bi}}{\text{Ro}_w} \right) \cdot \left(\frac{\kappa}{\tau_0} \right)$, где $W_w = \Omega R_1$,

$$\text{Ro}_w = W_w / U_{\text{ср.}}$$

Тогда, следуя идеям [21], анализ закономерностей изменений поля скорости при комплексном неустановившемся прямоточно-закрученном внутреннем течении в радиальной плоскости с эксцентричным ядром можно провести в зависимости от переменных: $r/(R_2 - R_1)$ и частоты колебаний ядра в виде:

$$\varphi t = 2M^2 Zh, \quad M = \left(\frac{\varphi(R_2 - R_1)^2}{2\nu} \right)^{0.5},$$

а также при $\varphi_n = \varphi$ Но с данными о характере гидродинамических и тепловых процессов в рассматриваемой конфигурации при критериях подобия: $\text{Ho} = t/t_R^*$ (совокупные нестационарные эффекты), $\text{Zh} = \text{Ho}/\text{Re}$ (гидродинамические) и $\text{Fo} = \text{Zh}/\text{Pr}$ (тепловые вклады). Последнее может представить интерес при обобщении результатов исследования нестационарных вязкостно-инерционно-гравитационных течений в практику приложений моделирования процессов бурения скважин, задач гидродинамики и теплообмена в нефтегазовой отрасли. Заметим, что в большинстве исследований подобных процессов моделирование проводится по следующим характерным комплексам, представляющим критерии подобия динамической части задачи о кольцевом потоке:

$$\Theta = \frac{R_2}{R_1}, e, n, \quad \text{Bi} = \frac{\tau_0}{\kappa S_0^n}, \quad \text{Re}_{\text{sw}} = \frac{\rho \omega R_1 b}{\kappa S_0^{n-1}},$$

$$\text{Re} = \frac{2\rho b U_0}{\kappa S_0^{n-1}}, \quad U_0 = \frac{Q}{\rho F},$$

где Q, F – соответственно расход жидкости и площадь радиального сечения кольцевой зоны. Причем диапазон изменения величин имеет границы – $\Theta = 0,1 \dots 0,99$, $e = 10 \text{--} 90 \%$, $\text{Bi} = 0 \dots 2 \cdot 10^4$. Важным интегральным параметром течения выступает коэффициент Фаннинга (безразмерный продольный градиент давления, $\frac{\partial p}{\partial x}$) –

$$c_f = \frac{\left[2 \frac{b^2}{U_0 (\kappa \Gamma^{n-1})} \frac{\partial p}{\partial x} \right]}{\text{Re}}$$

Особенности численного интегрирования определяющих уравнений

Решение системы взаимосвязанных нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных второго порядка эллиптического типа (законов сохранения массы, импульса и энергии) (1)–(4) с замыкающими соотношениями (5)–(9) выполняется

численно на основе операций и блоков, используемых для: формулировки разностной сетки; дискретизации определяющих дифференциальных уравнений; получения системы линейных уравнений с параметрами в искомым разностных точках (СЛАУ); решения СЛАУ итерационным методом. Заметим, что конечно-разностная дискретизация модельных уравнений выполняется с привлечением метода контрольного объема [22], который связывает дискретные аналоги определяющих уравнений с их точными интегральными балансами. Далее получение значений искомым параметров на новом слое по времени основано на использовании полностью неявной разностной схемы по времени. Как известно [23], это дает возможность уйти на шаг по времени от ограничений, которые формулируются условием устойчивости Куранта–Фридрихса–Леви (КФЛ), и получать решение системы уравнений на масштабах времени, определяемых процессами и условиями задачи о гидродинамике и теплообмене при транспорте реологически сложных сред во внутренних системах. Подчеркнем, что при интегрировании конвективных слагаемых уравнений законов сохранения с целью точного расчета потоков на гранях контрольного объема привлекаются противопоточные схемы: линейная первого [24] и нелинейная гибридная второго [25] порядков. Это позволяет получать корректные физические решения любых рассматриваемых в работе геометрических, гидро- и теплодинамических конфигураций, значительно минимизирует схемную вязкость и обеспечивает необходимую точность расчета параметров без их выраженных осцилляций на этапе получения установившихся решений. При аппроксимации диффузионных членов определяющих уравнений используется центрально-разностная схема. Расчет поля давления выполняется с привлечением стандартной процедуры SIMPLE algorithm [26] с сохранением положений и требований к аппроксимации уравнений [27] относительно выражений коэффициентов при сеточных узлах.

Поскольку уравнения математической модели содержат нелинейности в явном и неявном виде (через изменение рео- и теплофизических свойств от температуры, времени, релаксационных процессов в среде), линеаризация осуществляется за счет включения численной коррекции решения по методу *простой итерации* и организации локальных итераций для любого нелинейного уравнения. Причем глобальная итерация всегда ограничивает этот процесс при расчете поля давления и определяет переменные SIMPLE процедуры. Заметим, что в рамках рассматриваемых тепло- и гидродинамических конфигураций область пространства отличается сравнительной простотой и не требует использования сложных структурированных сеток. Суть метода конечных элементов сводится к разбиению пространства на конечное число непересекающихся контрольных объемов, включающих расчетную точку.

На рис. 1, *a–в* представлены отдельные сведения, позволяющие судить о деталях формулировки численного метода интегрирования определяющих уравнений математической модели течения и теплообмена

во внутренних системах. Так, расчетную область составляет определенное число контрольных объемов, и смещенные сетки используются для построения разностных аналогов для компонент вектора скорости. Такой шахматный характер распределения узлов разностной сетки для зависимых переменных позволяет исключить получение нефизичных полей. Полученные СЛАУ соответствующих дифференциальных

уравнений решаются численно с применением метода расщепления/переменных направлений [26, 27], который включает на каждом шаге по пространству независимых переменных метод прогонки с трёхдиагональной матрицей. Для ускорения/замедления изменений искомых величин в итерационном процессе применяются методы последовательной верхней/нижней релаксации.

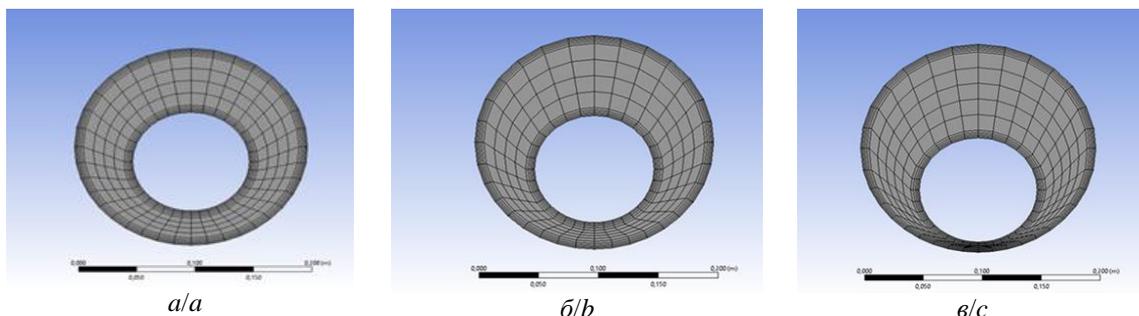


Рис. 2. Распределение узлов разностной криволинейной сетки с произвольным эксцентриситетом: а) $e=30\%$; б) $e=50\%$; в) $e=80\%$

Fig. 2. Different grid nodes distribution with arbitrary eccentricity: a) $e=30\%$; b) $e=50\%$; c) $e=80\%$

Поскольку итерационный процесс предполагает удовлетворение точным данным о явлении, для адекватной и всесторонней оценки эффективности численного решения вводится критерий точности распределения локальных и интегральных параметров процессов. Этот критерий малости между решениями, получаемыми на двух последних итерациях ($m+1$, m) для любых искомым (тепло- и гидродинамических) параметров, отвечает виду (12):

$$\max_{i,j,k} \left\{ \frac{|\Phi_{i,j,k}^{m+1} - \Phi_{i,j,k}^m|}{\Phi_{i,j,k}^{m+1}} \right\} \leq \Delta_\Phi, \quad \Delta_\Phi = O(10^{-7}), \quad \% \quad (12)$$

Кроме того, при определении точности процессов и соответствующей величины относительной погрешности Δ_Φ в режимах течений, для которых отсутствуют опытные данные, в качестве эталонного решения привлекается решение (для конкретной геометрической конфигурации), полученное на максимально мелкой разностной сетке. Заметим, что время сходимости возрастает с увеличением Bi , изменением геометрии, интенсивности теплообмена. Представленные данные особенности моделирования и деталей материальных затрат на реализацию численного алгоритма следует признать приемлемыми с точки зрения соотношения параметров *цена–качество–точность* в классе задач по прогнозу транспорта вязких систем и очистки скважин от шлама [28].

Результаты и их обсуждение

В работе выполнены исследования гидродинамики ньютоновской (вода) и неньютоновской жидкости (буровой раствор со свойствами жидкости типа Гершеля–Балкли, Оствальда–де-Вале) в условиях развивающихся установившихся течений на горизонтальных участках кольцевого пространства цилиндрической трубы. С целью оценок соответствия расчетных результатов имеющимся экспериментальным [29] и

численным [30] данным использовались значения локальных величин процессов течения, нормированных на среднюю скорость.

Изменения определяющих геометрических, динамических и реофизических параметров задачи включают данные: $L = (100 \dots 200)a$; $R_2 = 0,05 \dots 0,10$ м; $R_1 = 0,3 \dots 0,5$ м; плотность жидкости $\rho = 850 \dots 1096$ кг/м³; коэффициент консистенции в (8) $\kappa = 0,05 \dots 0,08$ Па сⁿ; коэффициент степенного реологического закона в (9) $n = 0,5 \dots 0,7$; предельное напряжение $\tau_0 = 5,0 \dots 8,0$ Па; $Re = \frac{\rho_f \bar{U} b}{\mu_f}$ – ньютоновская реология ($Re = 0,5 \cdot 10^2 \dots 10^3$), $Re = \frac{\rho_f \bar{U}^{2-n} D^n}{k}$ – неньютоновская жидкость ($Re = 6 \cdot 10^2 \dots 9 \cdot 10^3$); $Bi = \frac{\tau_0}{\kappa \left(\frac{\bar{U}}{D}\right)^n} = 5 \dots 15$; $Pr = 4 \dots 7$; $Pe = 10^1 \dots 10^2$; $Fr = 10^{-4} \dots 10^{-3}$; $Ro = 0 \dots 3$; $\Delta T = 2 \dots 15$ °C.

Отдельные сведения по верификации

Задача о вязкостно-инерционном ламинарном течении ньютоновской жидкости в круглой трубе, содержащей эксцентрично расположенное круглое ядро, имеет аналитическое решение (например, [31, 32]). В сравнении со случаем автотельного течения в трубе радиуса R_2 с коаксиально расположенным ядром (R_1), для которого можно записать радиальное распределение осевой скорости и расхода в виде (13), (14):

$$u = \frac{\Delta p}{4\mu L} \left[R_2^2 - r^2 + \frac{R_2^2 - R_1^2}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)} \ln\left(\frac{r}{R_2}\right) \right]; \quad (13)$$

$$Q = \frac{\pi \Delta p}{8 \mu L} \left[R_2^4 - R_1^4 - \frac{(R_2^2 - R_1^2)}{\ln \left(\frac{R_2}{R_1} \right)} \right], \quad (14)$$

изменение расхода Q через трубу с линейными параметрами (L, R_2, R_1, b) имеет вид (15), (16):

$$Q = \frac{\pi \Delta p}{8 \mu L} \left\{ \begin{array}{l} R_2^4 - R_1^4 - \frac{[(R_2 + R_1 + b)(R_2 + R_1 - b) \times \\ \times (R_2 - R_1 + b)(R_2 - R_1 - b)]}{(\beta - \alpha)} \\ -4b^2 \left[R_1^2 + \frac{R_1^4 R_2^2}{(R_2^2 - b^2)^2} + \right. \\ \left. + \frac{R_1^6 R_2^4}{\{(R_2^2 - b^2)^2 - R_1^2 b^2\}^2} + \dots \right] \end{array} \right\}. \quad (15)$$

Здесь

$$\alpha = \frac{1}{2} \ln \frac{F+M}{F-M}, \quad \beta = \frac{1}{2} \ln \frac{F-b+M}{F-b-M}, \\ F = \frac{R_2^2 - R_1^2 + b^2}{2b}, \quad M = (F^2 - R_2^2)^{0.5}. \quad (16)$$

Заметим, что в вырожденном случае (при $b=0$ – ядро размещено центрально) последний член в (13) равен нулю, и т. к. $\beta - \alpha = \ln \left(\frac{R_2}{R_1} \right)$, имеем расход при центрально расположенном ядре (17):

$$Q_c = \frac{\pi \Delta p}{8 \mu L} \left[R_2^4 - R_1^4 - \frac{(R_2^2 - R_1^2)^2}{\ln \left(\frac{R_2}{R_1} \right)} \right]. \quad (17)$$

Учитывая соотношения (13)–(17), выполнено сравнение точности расчета структуры течения по распределению изменения расхода $\left(\frac{Q}{Q_c} \right)$ в зависимости от эксцентриситета $\left(e = \frac{2b}{D-d} \right)$, где $D=2R_2, d=2R_1$.

Причем, согласно [32], в практику прикладных исследований можно предложить критериальную связь (18):

$$\frac{Q}{Q_c} = 1 + \frac{3b^2}{2(R_2 - R_1)^2}. \quad (18)$$

Установлено, что результаты расчетов вполне успешно коррелируют с точным решением (14), (15) и связью (18), особенно при значениях $(R_1/R_2 > 0,5)$, а также удовлетворительно согласуются с другими известными данными, например [33–35], полученными в рамках подхода, аналогичного идеям [32], со специальным конформным отображением определяющих уравнений движения на стационарных граничных условиях, определяющих поверхности стенок внешней трубы (с радиусом R_2) и внутреннего ядра (с R_1). Заметим, что расчеты установившихся течений вязких потоков ньютоновских сред позволяют отметить, что условия для достаточно большого увеличения расхода, вызванные эксцентricностью ядра, формируются при малых зазорах (a). А также то, что малое

ядро не влияет на суммарное сопротивление потоку при максимальном эксцентриситете. Также отметим, что для определения точности расчета вязкостно-инерционного ламинарного течения степенной жидкости в кольцевом канале можно воспользоваться аналитическим решением [36] для осевой компоненты вектора скорости (19) в виде:

$$u(r) = \left(\frac{\Delta p R_2}{2 \kappa L} \right)^{\frac{1}{n}} R_2 \begin{cases} \int_{\Theta}^{\frac{r}{R_2}} \left(\frac{\beta^2}{\alpha} - \alpha \right)^{\frac{1}{n}} d\alpha, & \Theta \leq \frac{r}{R_2} \leq \beta; \\ \int_{\frac{r}{R_2}}^1 \left(\alpha - \frac{\beta^2}{\alpha} \right)^{\frac{1}{n}} d\alpha, & \beta \leq \frac{r}{R_2} \leq 1. \end{cases} \quad (19)$$

Заметим, что в (19) $\frac{\Delta p}{L}$ – перепад давления на длине кольцевой области L , определение параметра α в (19) следует из соотношения (20):

$$\int_{\Theta}^{\beta} \left(\frac{\beta^2}{\alpha} - \alpha \right)^{\frac{1}{n}} d\alpha = \int_{\beta}^1 \left(\alpha - \frac{\beta^2}{\alpha} \right)^{\frac{1}{n}} d\alpha. \quad (20)$$

Для определения расхода предлагается критериальная связь вида (21):

$$Q = \frac{\pi R_2^3}{[(1/n) + 3]} \left(\frac{\Delta p}{2 \kappa L} \right)^{\frac{1}{n}} \times \left[(1 - \beta^2)^{\frac{1+n}{n}} - \Theta^{\frac{n-1}{n}} (\beta^2 - \Theta^2)^{\frac{1+n}{n}} \right]. \quad (21)$$

Расчетами установлено успешное соответствие (в условиях: $n=0,5 \dots 0,85; R_2/R_1=0,5, Re=70$) численного прогноза развития течения. Для полного анализа процессов течения аномально вязких сред можно привести аналитическое решение для ламинарного течения бингамовской жидкости в кольцевом канале [37] вида (22):

$$u(r) = \left(\frac{\Delta p R_2^2}{2 \kappa L} \right) \times \begin{cases} -T_0 \left(\frac{r}{R_2} - \Theta \right) - \frac{1}{2} \left(\left(\frac{r}{R_2} \right)^2 - \Theta^2 \right) + \beta^2 \ln \left(\frac{r}{\Theta R_2} \right), \\ \Theta \leq \frac{r}{R_2} \leq \beta_1; \\ -T_0 (\beta_1 - \Theta) - \frac{1}{2} (\beta_1^2 - \Theta^2) + \beta^2 \ln \left(\frac{\beta_1}{\Theta} \right), \\ \beta_1 \leq \frac{r}{R_2} \leq \beta_2; \\ -T_0 \left(1 - \frac{r}{R_2} \right) + \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{r}{R_2} \right)^2 \right) + \beta^2 \ln \left(\frac{r}{R_2} \right), \\ \beta_2 \leq \frac{r}{R_2} \leq 1. \end{cases} \quad (22)$$

Здесь обозначено:

$$\beta = (\beta_2^2 - T_0 \beta_2)^{0.5}, \quad \beta_1 = 0,5((T_0^2 + 4\beta^2)^{0.5} - T_0), \\ T_0 = 2 \tau_0 \frac{L}{\Delta p R_2}.$$

Причем для определения параметра β_2 привлекается уравнение (23):

$$2\beta_2(\beta_2 - T_0) \ln \left(\frac{\beta_2 - T_0}{\Theta \beta_2} \right) - 1 + (T_0 + \Theta)^2 + 2T_0(1 - \beta_2) = 0. \quad (23)$$

Расход может быть получен по соотношению (24):

$$Q = \frac{\pi R_2^4 \Delta p}{8\kappa L} \left[\frac{(1 - \Theta^4) - 2\beta_2(\beta_2 - T_0)(1 - \Theta^2) - \frac{4}{3}(1 + \Theta^3)T_0 + \frac{1}{3}(2\beta_2 - T_0)^3 T_0}{\kappa \left(\frac{U}{D} \right)^n} \right]. \quad (24)$$

Анализ данных тестирования численного алгоритма указывает, что нетривиальный характер внутренних течений в рассматриваемых условиях, осложненных переменностью реофизических свойств и наличием вращения потока, требует детального изучения особенностей изменения поля давления. В связи с этим в работе выполнялись предварительные исследования точности определения изменений перепада поля давления в канале в зависимости от средней скорости течения однородной неньютоновской жидкости в условиях экспериментов [34], где рассматривалось течение жидкости в горизонтальном полом ($R_1=0$) цилиндрическом канале при параметрах: $R_2=0,056$ м, $\rho=1096$ кг/м³; параметры неньютоновской жидкости – консистенция, $k_v=0,0747$ Па с; коэффициент степенного закона $n=0,6435$; предельное напряжение $\tau_0=7,34$ Па; $Re = \frac{\rho_f \bar{U}^{2-n} D^n}{k} = 10^3$, $Bi = \frac{\tau_0}{\kappa \left(\frac{U}{D} \right)^n} = 8$.

Анализ показал, что имеется хорошее соответствие (погрешность меньше 10...11 % при $U=2,5...3,5$ м/с) модельных результатов изменения градиента давления в зависимости от увеличения средней скорости ламинарного однородного потока при сравнении с опытными и теоретическими данными ([34]).

Важно отметить, что, поскольку предметом данного численного моделирования являются процессы переноса импульса, тепла и массы, сопровождающие движение вязких сред с продуктами выработки в режимах прямоочного и закрученного движения по кольцевой области, представляется важным получить заключения о степени влияния закрутки на локальную структуру течения. Отдельные данные расчетов течений при закрутке потоков (в области входа по закону твердого тела) и влиянии вращения на поле скорости в кольцевом пространстве трубы с центрально расположенным ядром, выполненные для режима стационарного ламинарного изотермического течения неньютоновской жидкости в отсутствии действия силы тяжести, показали следующее. Так, предлагаемая математическая модель и численный алгоритм вполне успешно предсказывает картину эволюции структуры течения из-за перестройки поля скорости вследствие затухания по длине трубы действия тангенциальной компоненты вектора скорости (подобно, например, [35]). На участке непосредственного входа в кольцевую зону ($L < 1$) получено, что действие центробежных массовых сил особенно заметно. Причем с увеличением закрутки вероятны эффекты, интенсифицирующие процессы отрыва потока от стенки ядра, и по

длине трубы может формироваться локальная рециркуляционная зона. Такие особенности динамики потока ведут к изменениям интегральных параметров течения (коэффициента сопротивления трения как суммы составляющих от взаимодействия прямоочного и закрученного движений со стенкой) и повышают требования к прогнозу структуры течения у стенок (например, данные [27]).

Отдельные данные расчета сложного движения в кольцевом канале

Ньютоновская среда

На рис. 3–8 приведены отдельные результаты расчетов изменений динамической структуры ламинарного потока при следующих условиях: $Re=10$, $\omega=0,009$, 1/сек, $R_2=10$ см, $R_1=5$ см, $L=10$ м, рабочее тело – вода.

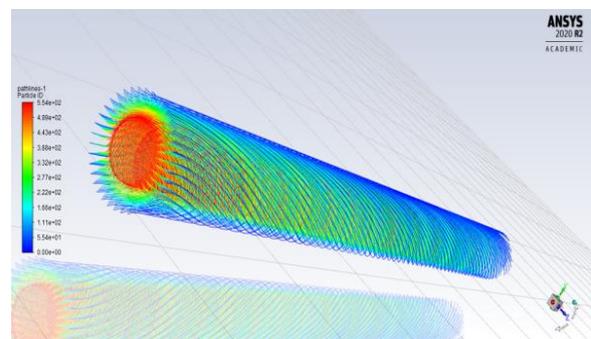


Рис. 3. Траектории линий тока при закрученном течении ($Re=10$)

Fig. 3. Stream lines at the swirling flow ($Re=10$)

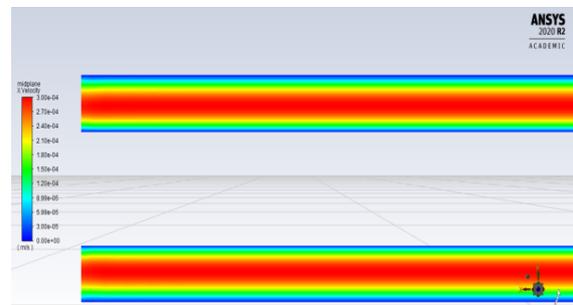


Рис. 4. Радиальное распределение осевой компоненты вектора скорости по длине кольцевого пространства с круглым вращающимся ядром ($w=W_w$) при эксцентриситете $e=0$

Fig. 4. Radial distribution of axial component of velocity vector along length of annular space with round rotating core ($w=W_w$) at eccentricity $e=0$

Видно, что в кольцевой области трубы с центрально расположенным ядром наложение крутки на прямоочное течение формирует специфические условия для изменений продольного градиента давления по всему поперечному сечению. Причем с увеличением значений эксцентриситета ядра изменение поля давления приводит к росту градиентов искоемых величин в радиальном направлении в сравнении с их аналогами в осевом направлении. Это индуцирует рециркуляционные процессы в вязкостно-инерционном существенно неоднородном течении.

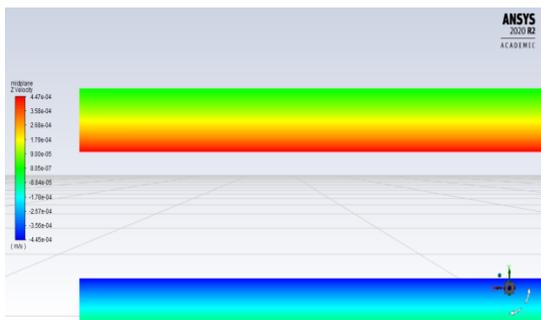


Рис. 5. Радиальное распределение тангенциальной компоненты вектора скорости по длине кольцевого пространства с круглым вращающимся ядром ($w=W_w$) при эксцентриситете $e=0$

Fig. 5. Radial distribution of the tangential component of the velocity vector along the length of the annular space with a round rotating core ($w=W_w$) with eccentricity $e=0$

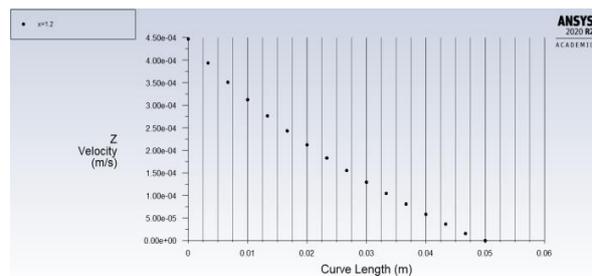


Рис. 6. Радиальное распределение тангенциальной компоненты вектора скорости в сечении по длине трубы $x=1,2$ м

Fig. 6. Radial distribution of tangential component of velocity vector in section along pipe length $x=1,2$ m

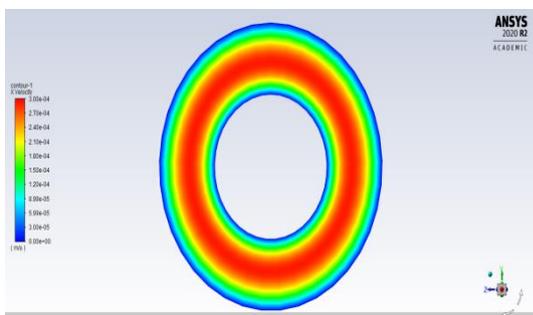


Рис. 7. Поле осевой компоненты вектора скорости в радиальном сечении кольцевой трубы при $x=1,2$ м, $e=0$

Fig. 7. Field of axial component of velocity vector in radial section of annular pipe at $x=1,2$ m, $e=0$

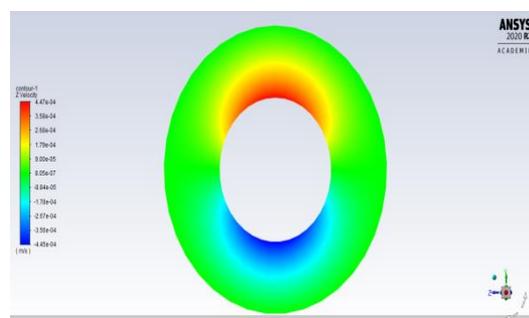


Рис. 8. Поле тангенциальной компоненты вектора скорости в радиальном сечении кольцевой трубы при $x=1,2$ м, $e=0$

Fig. 8. Field of tangential component of velocity vector in radial section of ring pipe at $x=1,2$ m, $e=0$

Неньютоновский поток

Данные изменений осевого градиента давления в зависимости от эксцентриситета при прямооточном течении неньютоновской жидкости при различных значениях ее реофизических свойств в условиях: $R_2=0,13$ м, $R_1=0,07$ м; расход $Q=0,02$ м³/с при $U=0,85$ м/с, плотности жидкости $\rho_f=2750$ кг/м³, параметре реологической связи $n=0,6 \dots 1,0$; коэффициент консистентности $k_v=0,140$ Па сⁿ, $\tau_0=2,61$ Па;

$$\text{Re} = \frac{\rho_f \bar{U}^{2-n} b^n}{k} = 10^3; \quad \text{Wi} = \frac{\tau_0}{\kappa \left(\frac{\bar{U}}{b}\right)^n} = 1,5,$$

утверждать, что в условиях развитого течения увеличение эксцентриситета ядра (e) приводит к снижению градиента давления, причем более интенсивному при $n \rightarrow 1$ (ньютоновский тип жидкости, (7)). Кроме того, установлено, что подобная тенденция изменений перепада давления $\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)$ [Па/м] от эксцентриситета (e) в неньютоновской среде сохраняется и при различных предельных значениях напряжения (τ_0). Это позволяет считать, что закрутка неньютоновского потока (как методом подвижной стенки ядра, так и в условиях крутки на входе) включает особенности и эффекты

перестройки динамической структуры вращающегося потока в прямооточное течение при определенных значениях критерия Ro . В таких условиях следует ожидать, что одновременный рост эксцентриситета и интенсивности закрутки способен генерировать условия эффективной транспортировки жидкости по кольцевому пространству. Подчеркнем, что анализируемые процессы и совместные эффекты представляют интерес для практики и требуют детального анализа, особенно для условий стационарных/нестационарных, изотермических/неизотермических течений при наличии/отсутствии действия силы тяжести. Это составляет предмет перспективных исследований при переходе к прогнозу процессов в сложных сдвиговых гомогенных и гетерогенных средах.

Режимы вращение потока, обусловленные подвижностью ядра или его стенки. Данные результатов расчета развивающегося вязкостно-инерционного ламинарного изотермического стационарного течения неньютоновской жидкости (типа Гершеля–Балкли/Оствальда–де-Вале) указывают на существование в геометрической конфигурации ряда нетривиальных динамических эффектов, вызванных перестройкой поля скорости как в латеральной, так и радиальной областях межтрубного пространства и влиянием на

динамику комплексов, определяющих: *интенсивность вращения* (по изменению критерия Россби,

$$Ro = \frac{W_w}{\hat{U}},$$

где $W_w = \omega R_1$, \hat{U} – локальная среднемассовая скорость); *взаимодействии между инерционными, вязкими силами* (по критерию Рейнольдса, $Re = 2\rho\hat{U}a/\mu_{eff}$); *изменение фундаментальных реологических свойств* – эффективной вязкости (μ_{eff}), деформаций потока (критерий Бингама,

$$Bi = \left(\frac{\tau_0}{\kappa}\right) \left(\frac{R_2 - R_1}{U_{cp}}\right)^n,$$

где k, n – индексы постоянства и поведения потока соответственно); *линейных размеров* кольцевого пространства (L, b, a, e, R_1, R_2).

В частности, установлено, что при малых Россби ($Ro < 1$) механизмы аксиального, радиального конвективно-диффузионного переноса импульса в осевом движении преобладают в значительной части пространства. Однако в пристеночной области у поверхности ядра подвижность стенки способна генерировать эффекты, характерные для слабовязкого ламинарного течения. Последние приводят к снижению интегральных параметров течения, например, коэффициента сопротивления (c_f), при невысоких Re и эксцентриситете трубы e . Анализ режимов течений при более высоком вращении стенки (в условиях $Re = idem, Ro = 1 \dots 5$) показывает, что механизмы от вращательных процессов способны формировать условия для рециркуляционных механизмов, подобно случаям закрученного вязкостного ньютоновского течения капельных жидкостей в полых круглых трубах [9, 22, 27, 35]). В таких условиях выяснение характера влияния крутки, эксцентриситета и реологических изменений в структуре жидкости на размеры и интенсивность процессов в рециркуляционных областях, выдача заключений о закономерностях течения, поведения локальных и интегральных параметров ставит вопрос о классификации рассматриваемых вязкостно-инерционных потоков, в чем нет единого мнения [29, 30, 38, 39]. Расчетами обнаружено, что при высоких Ro , можно добиться уменьшения влияния низковязкого пристеночного слоя в окрестности ядра на процессы переноса в срединной части кольцевой области. Эти нелинейные эффекты между зонами низкой и высокой вязкости в пристеночной части течения у внешней стенки способны усиливать напряжения и увеличивать коэффициент сопротивления трения. Особенности этого эффекта существенно зависят от размера участка гидродинамической стабилизации, крутки стенки и потока, требуют подробного анализа с целью определения количественного значения сопротивления и установления сравнений с данными экспериментов. Уместно отметить (подобно [29, 38]), что указанный эффект достаточно выражен и при низких Re интересен анализ механизмов течения, определяющих поведение коэффициента сопротивления трения в сравнении с соответствующим данными о ньютоновском потоке. Это может составить предмет перспективных исследований.

Выводы

1. Результаты расчетов течений вязкой капельной среды, используемой для очистки горизонтальных скважин с эксцентрично расположенной бурильной трубой, указывают на нетривиальный характер зависимости ее скорости от разнообразных факторов, таких как изменение расхода, режима транспортировки без/с частицами шлама, механической скорости проходки, размеров осажденного слоя продуктов выработки, траектории скважины, интенсивности вращения бурильной трубы, а также особенностей взаимодействия смеси со стенками буровой колонны. Это требует выяснения закономерностей изменений динамической структуры аномально вязких сред, понимания физики процессов, сопровождающих перестройку прямоточно закрученного вязкостно-инерционно-гравитационного ламинарного течения в кольцевой области скважины.
2. Выполненное моделирование гидродинамики реологически сложного течения в межтрубном пространстве с эксцентрично расположенным круглым ядром, способным к вращению, позволяет утверждать, что на изменение структуры потока большое влияние оказывают конвективно-диффузионные и реофизические механизмы процессов переноса импульса и массы в жидкости типа Гершеля–Балкли. Эффекты, обусловленные изменением вязкости и геометрии межтрубного пространства, нелинейны и весьма чувствительны к интенсивности и специфике закрутки (методом локальной крутки потока на входе, вращением стенки круглого ядра в диапазоне изменений определяющих параметров: $Re = 10 - 10^3$, $Ro = 1 - 3$, $Bi = 1 - 15$). Установлено, что перестройка структуры потока в прямоточное движение при течении вдоль стенки ядра может сопровождаться рециркуляционными процессами.
3. Сравнение результатов численного моделирования гидродинамики с известными экспериментальными и теоретическими данными изменений давления, расхода, кольцевой скорости (локальной и среднемассовой) от эксцентриситета, длины горизонтальных секций, условий течения показало хорошее согласие. Установлено, что в кольцевых эксцентричных областях вращение стенки круглого ядра формирует режимы, интенсифицирующие движение на горизонтальном участке скважины за счет изменений структуры и физических свойств (вязкости, плотности) буровой жидкости.
4. Расчеты показывают, что при закрутке потока (методом подвижной стенки) индуцируются циркуляционные эффекты в кольцевой области, при которых неподвижные частицы от процесса бурения в нижней части ствола скважин с эксцентричным ядром приводятся во взвешенное состояние и выносятся жидкостью из «мертвых» областей. Это явление ценно с практической точки зрения, т. к. обеспечивает контроль над функционированием дорогостоящего бурового оборудования.

5. При внедрении результатов в практику следует учитывать, что точность моделирования и расчета процессов в рециркуляционных областях может быть улучшена посредством: *включения* данных об особенностях деформационных эффектов в среде и *уяснения* деталей течений на классе подобных геометрических конфигураций. Эти сведения представляются важными при определении оптимального режима бурильного вращения на

участках горизонтальных скважин. Настоящие расчеты позволяют сформулировать методику, обеспечивающую очистку труднодоступных областей в скважине в условиях повышения скорости течения бурового раствора, поддерживаемой тангенциальными эффектами за счет включения в критериальные связи для определения скорости транспорта шлама значений Ro , Bi и эксцентриситета ядра (e).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Hydrodynamics in unbaffled liquid-solid stirred tanks with free surface studied by DEM-VOF method / Q. Kang, D. He, N. Zhao, X. Feng, J. Wang // *Journal of chemical engineering*. – 2020. – V. 386. – № 122846. – P. 1–17.
2. Numerical simulation of liquid droplet coalescence and breakup / S. Yuan, R. Dabirian, O. Shoham, R.S. Mohan // *Journal of energy resource and technology*. – 2020. – V. 142. – № 10. – P. 102101-1–102101-11.
3. Farakte R.A., Hendre N.V., Patwardhan A.W. CFD simulations of two phase flow in asymmetric rotary agitated columns // *Industrial and engineering chemistry researches*. – 2018. – V. 57. – № 50. – P. 17192–17208.
4. Moghaddam A.K., Saadatabadi A.R. Rheological modeling of water based drilling fluids containing polymer/bentonite using generalized bracket formalism // *Journal of petroleum science and engineering*. – 2020. – V. 189. – № 107028. – P. 1–16.
5. Шукин В.К., Халатов А.А. Теплообмен, массообмен и гидродинамика закрученных потоков в полях массовых сил. – М.: Машиностроение, 1982. – 200 с.
6. Yapici S., Patrick M. A., Wragg A. A. Hydrodynamic and mass transfer in decaying annular swirl flow // *International communication of heat and mass transfer*. – 1994. – V. 21. – P. 41–51.
7. Li H., Tomita Y. Characteristics of swirling flow in a circular pipe // *Journal of fluids engineering*. – 1994. – V. 116. – P. 370–373.
8. Ooms G., Kampman-Reinhartz B.E. Influence of drill pipe rotation and eccentricity on pressure drop over borehole with Newtonian liquid during drilling // *SPE drill & completion*. – 2000. – V. 15. – № 4. – P. 249–253.
9. Kharlamov S.N., Kim V.Yu., Silvestrov S.I. Numerical modelling of a vortical investigation of heat transfer in fields of centrifugal mass forces in elements of the power equipment with a curvilinear wall // *The 5th Proceedings of the International Forum on Strategic Technology (IFOST-2010)*. – Ulsan, Korea, October, 13–15, 2010. – P. 105–109.
10. Heydari O., Sahraei E., Skalle P. Investigating the impact of drillpipe's rotation and eccentricity on cuttings transport phenomenon in various horizontal annulus using computational fluid dynamics (CFD) // *Journal of petroleum science and engineering*. – 2017. – V. 156. – P. 801–813.
11. Steady-state cuttings transport simulation in horizontal borehole annulus / Y. Ignatenko, O. Bocharov, A. Gavrilov, R. May // *ASME 2018 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. – Madrid, Spain, June 2018. – P. 26–38.
12. Формирование потока вязко-пластической жидкости в трубном пространстве скважины / М.Ж. Ашрафян, А.И. Булатов, Г.А. Еремин, Е.А. Нелепин // *Нефтяное хозяйство*. – 1970. – № 11. – С. 22–28.
13. Шиченко Р.И., Есьман Б.И., Кондратенко П.И. Гидравлика промысловых жидкостей. – М.: Недра, 1976. – 294 с.
14. Kharlamov S.N., Kudelin N.S., Dedeev P.O. Hydrodynamics, heat and acoustic processes modelling in transport of reologically complex viscous media technology in pipelines // *XIV International Scientific Symposium in Honour of Academician M.A. Usov: PGON2014 IOP Publishing. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2014. – V. 21. – P. 1–8. DOI: 10.1088/1755-1315/21/1/012040.
15. Харламов С.Н., Фатьянов Д.С. Исследование структуры турбулентного течения природного сырья в трубопроводах с секцией переменного по длине поперечного сечения конфузorno-диффузornoго типа // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 8. – С. 53–67.
16. Chin W.C. *Computational rheology for pipeline and annular flow*. – Boston: Gulf Professional Publ., 2001. – 272 p.
17. O'Donovan E.J., Tanner R.I. Numerical study of the Bingham squeeze film problem // *Journal of non-Newtonian fluid mechanics*. – 1984. – V. 15. – P. 75–83.
18. Процедуры и инструментарий мониторинга процессов и механизмов транспорта шлама при гидравлической очистке горизонтальных скважин / С.Н. Харламов, М.Джангхорбани // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 12. – С. 22–40.
19. Cheng N.S., Law A.W.K. Exponential formula for computing effective viscosity // *Powder technology*. – 2003. – V. 129. – P. 156–160.
20. Papanastasiou T.C. Flow of materials with yield // *Journal of rheology*. – 1987. – V. 31. – P. 385–404.
21. Сигель Р., Перлмуттер М. Теплоотдача при пульсирующем ламинарном течении в канале // *Теплопередача*. – 1962. – № 2. – P. 18–20.
22. Prospects of RANS models with multiarameter effects at simulation of complex non-isothermal flows of viscous media in devices with any configuration of surface / S.N. Kharlamov, V.Yu. Kim, S.I. Silvestrov, R.A. Alginov, S.A. Pavlov // *The 6th Proc. of the International Forum on Strategic Technology (IFOST-2010)*. – Harbin, China, August 22–24, 2011. – V. 2. – P. 787–791.
23. Anderson D.A., Tannehill J.C., Pletcher R.H. *Computational fluid mechanics and heat transfer*. – New York: Hemisphere Publishing Corporation, 1984. – 746 p.
24. Leonard B.P. A stable and accurate convective modelling procedure based on quadratic upstream interpolation // *Computer methods in applied mechanics and engineering*. – 1979. – V. 19. – P. 59–98.
25. Zho J. A low-diffusive and oscillation free convection scheme // *Communications in applied numerical methods*. – 1991. – V. 7. – P. 225–232.
26. Patankar S.V. *Numerical heat transfer and fluid flow*. – New York: McGraw-Hill, 1980. – 150 p.
27. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних системах. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.
28. Харламов С.Н., Джангхорбани М. Процессы транспорта шлама с произвольной ориентацией буровых труб, содержащих эксцентричное расположенное круглое ядро с подвижной стенкой: проблемы, результаты, перспективы (обзор) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 7. – С. 131–149.
29. Fluid-dynamic behavior of flow in partially obstructed concentric and eccentric annuli with orbital motion / I. Bicalho, D. dos Santos, C. Ataide, C. Duarte // *Journal of petroleum science and engineering*. – 2016. – V. 137. – P. 202–213.
30. Gavrilov A.A., Rudyak V.Y. Reynolds-averaged modeling of turbulent flows of power-law fluids // *Journal of non-Newtonian fluid mechanics*. – 2016. – V. 227. – № 1. – P. 45–55.
31. Happel J., Brenner H. *Low Reynolds number hydrodynamics with special applications to particular media*. – New Jersey: Prentice-Hall, 1965. – 553 p.
32. Piercy N.A.V., Hooper M.S., Winney H.F. Viscous flow through pipes with cores // *Journal of science*. – 1933. – V. 15. – P. 647–676.
33. Redberger P., Charles M. Axial laminar flow in a circular pipe containing a fixed eccentric core // *Canadian Journal of chemical engineering*. – 1962. – V. 40. – № 4. – P. 148–151.

34. Kabengele K. Identification of flow patterns for coarse particles transported in a non-newtonian carrier using electrical resistance tomography: PhD thesis. – Capetown, SAR, 2012. – 180 p.
35. Третьяков В.В., Ягодкин В.И. Численное исследование ламинарного закрученного течения в кольцевом канале // Инженерно-физический журнал. – 1978. – Т. 34. – № 2. – С. 273–279.
36. Fredrickson A.G., Bird R.B. Non-Newtonian flow in annul // Industrial and engineering chemistry. – 1958. – V. 50. – № 3. – P. 347–352.
37. Laird W.M. Slurry and suspension transport. Basic flow studies on Bingham plastic fluids // Industrial and engineering chemistry. – 1957. – V. 49. – № 1. – P. 138–141.
38. Escudier M.P., Oliveira P.J., Pinho F.T. Fully developed laminar flow of purely viscous non-Newtonian liquids through annuli, including the effects of eccentricity and inner-cylinder rotation // International journal of heat and fluid flow. – 2002. – V. 23. – P. 52–73.
39. Численный алгоритм для моделирования установившегося ламинарного течения неньютоновской жидкости в кольцевом зазоре с эксцентриситетом / А.А. Гаврилов, А.В. Минаков, А.А. Дектярев, В.Я. Рудяк // Вычислительные технологии. – 2012. – Т. 17. – № 1. – С. 44–56.

Поступила 12.05.2021 г.

Информация об авторах

Харламов С.Н., профессор, доктор физико-математических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Джангхорбани М., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 504.61:532.542: 536.252

NUMERICAL SIMULATION OF VISCOUS-INERTIAL LAMINAR SWIRLING FLOW IN A CIRCULAR TUBE WITH AN ECCENTRIC ROUND CORE

Sergey N. Kharlamov¹,
kharsn@mail.ru

Janghorbani Mehran¹,
mehr.janghorbani@gmail.com

¹ National Research Tomsk polytechnic university,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance of the research is determined by the need to understand the features of hydrodynamics and heat exchange in rheologically complex homogeneous and heterogeneous media during the flow in coaxial fields. This is important for making recommendations for drilling management, improving the reliability of special equipment at high dynamic and thermal loads during the rotation of the pipe, filling the inter-tube space with sludge, as well as establishing control over changes in composition, structure, pressure, velocity and rheophysical properties (at pseudo plastic, thixotropic and viscoelastic effects) of drilling mixture on horizontal areas of wells.

Aims: to investigate the hydrodynamics of the viscous flow in coaxial tubes with eccentrically located round core, hollow channels at the conditions of direct and swirling (by the way of moving inner wall/locally at the entrance) streams; to explain the effects accompanying drilling at the sloping and horizontal sections of wells with eccentric drilling pipes; to establish the features of changes in the dynamic structure of the flow in the zones of motion of viscous media at the expense of inertial forces, as well as at the moments of flow braking when the section is cluttered by production products; to give recommendations on the beneficial effects of inertial forces on the viscosity of washing liquids to support effective oil drilling.

Methodology: the engineering analysis of the reality models of transport processes of rheologically complex viscous media in internal systems (pipes, channels) and their description by the methods of physical, mathematical and numerical modeling in the form of systems of differential and algebraic equations, the solution of which in the most important aspects of drilling is consistent with the characteristics of special equipment elements.

Results. The internal flows of viscous media with specific rheology (Newtonian and non-Newtonian fluids, such as Herschel–Bulkeley) have been investigated in geometric configurations typical of eccentric drilling pipes with effects from changes in their spatial orientation, flow rate, rotation intensity of the incoming flow/core wall, as well as rheophysical properties (τ_0 , κ , n). The parametric analysis of dynamic effects is performed for a range of criteria changes: Rossby $Ro=0...5$, Reynolds $Re=10^2...10^3$, Bingham $Bi=5...15$, eccentricity $\Delta=0,1...0,9$. The effects of the mechanisms of convective-diffusion interaction of the momentum transfer process in pipes/channels at the complex flow movement and its contacts with walls are evaluated and generalized. Calculations show that any complications of the viscous flows are caused by changes in pressure, velocity, external and internal forces (due to the rheology). The features of the occurrence of recirculated zones at the swirling flow, fading along the length of the pipe of tangential velocity component, are analyzed. It is noted that with the growth of the core eccentricity the flow heterogeneity and the velocity vector axial component distribution asymmetry increase and the conditions to block the motion at the bottom of the inter-tube space are set. It was established that the presence of obstacles to flow movement in the coaxial fields, for example, in the form of sludge particles during drilling, can intensify the asymmetry of transfer processes, especially at high Reynolds (Re), Bingham (Bi) numbers. This can be avoided in flow regimes with the rotation of the drill pipe by the method of mobile wall/orbital movement. In conclusion, recommendations are given on modeling, calculating the flows of viscous media accompanying drilling, cleaning horizontal wells.

Key words:

Well, drilling, rotation, modeling, hydrodynamics, rheology, coaxial flows, transport, cleaning.

REFERENCES

- Kang Q., He D., Zhao N., Feng X., Wang J. Hydrodynamics in unbaffled liquid-solid stirred tanks with free surface studied by DEM-VOF method. *Journal of chemical engineering*, 2020, vol. 386, no. 122846, pp. 1–17.
- Yuan S., Dabirian R., Shoham O., Mohan R.S. Numerical simulation of liquid droplet coalescence and breakup. *Journal of energy resource and technology*, 2020, vol. 142, no. 10, pp. 102101-1–102101-11.
- Farakte R.A., Hendre N.V., Patwardhan A.W. CFD simulations of two phase flow in asymmetric rotary agitated columns. *Industrial and engineering chemistry researches*, 2018, vol. 57, no. 50, pp. 17192–17208.
- Moghaddam A.K., Saadatabadi A.R. Rheological modeling of water based drilling fluids containing polymer/bentonite using generalized bracket formalism. *Journal of petroleum science and engineering*, 2020, vol. 189, no. 107028, pp. 1–16.
- Schukin V.K., Khalatov A.A. *Teploobmen, massoobmen i gidrodinamika zakruchennykh potokov v polyakh massovykh sil* [Heat transfer, mass transfer and hydrodynamics of swirled streams at mass forces]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1982. 200 p.
- Yapici S., Patrick M.A., Wragg A.A. Hydrodynamic and mass transfer in decaying annular swirl flow. *International communication of heat and mass transfer*, 1994, vol. 21, pp. 41–51.
- Li H., Tomita Y. Characteristics of swirling flow in a circular pipe. *Journal of fluids engineering*, 1994, vol. 116, pp. 370–373.
- Ooms G., Kampman-Reinhartz B.E. Influence of drill pipe rotation and eccentricity on pressure drop over borehole with Newtonian liquid during drilling. *SPE drill & completion*, 2000, vol. 15, no. 4, pp. 249–253.
- Kharlamov S.N., Kim V.Yu., Silvestrov S.I. Numerical modelling of a vortical investigation of heat transfer in fields of centrifugal mass forces in elements of the power equipment with a curvilinear wall. *The 5th Proc. of the International Forum on Strategic Technology (IFOST-2010)*. Ulsan, Korea, October, 1–15, 2010. pp. 105–109.
- Heydari O., Sahraei E., Skalle P. Investigating the impact of drillpipe's rotation and eccentricity on cuttings transport phenomenon in various horizontal annuluses using computational fluid dynamics (CFD). *Journal of petroleum science and engineering*, 2017, vol. 156, pp. 801–813.

11. Ignatenko Y., Bocharov O., Gavrilo A., May R. Steady-state cuttings transport simulation in horizontal borehole annulus. *ASME 2018 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. Madrid, Spain, June 2018. pp. 26–38.
12. Aschrafyan M.J., Bulatov A.I., Eremin G.A., Nelepipn E.A. Formirovanie potoka vyazko-plastichnoy zhidkosti v zatrubnom prostranstve skvazhiny [Formation of a viscous-plastic fluid flow in the back-up space of the well]. *Neftyanoe khozyaistvo*, 1970, no. 11, pp. 22–28.
13. Shichenko R.I., Esmen B.I., Kondratenko P.I. *Gidravlika promyvochnykh zhidkostey* [Hydraulics of washing liquids]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 294 p.
14. Kharlamov S.N., Kudelin N.S., Dedeev P.O. Hydrodynamics, heat and acoustic processes modelling in transport of reologically complex viscous media technology in pipelines. *XIV International Scientific Symposium in Honour of Academician M.A. Usov: PGON2014 IOP Publ. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2014, vol. 21, pp. 1–8. DOI: 10.1088/1755-1315/21/1/012040.
15. Kharlamov S.N., Fatyanov D.S. Investigation of natural raw materials turbulent flow structure in pipelines at confuser-diffuser section. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 8, pp. 53–67. In Rus.
16. Chin W.C. *Computational rheology for pipeline and annular flow*. Boston, Gulf Professional Publ., 2001. 272 p.
17. O'Donovan E.J., Tanner R.I. Numerical study of the Bingham squeeze film problem. *Journal of non-Newtonian fluid mechanics*, 1984, vol. 15, pp. 75–83.
18. Kharlamov S.N., Janghorbani M. Procedures and instruments for monitoring processes and mechanisms of cutting transport in hydraulic cleaning of horizontal wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 12, pp. 22–40. In Rus.
19. Cheng N.S., Law A.W.K. Exponential formula for computing effective viscosity. *Powder technology*, 2003, vol. 129, pp. 156–160.
20. Papanastasiou T.C. Flow of materials with yield. *Journal of rheology*, 1987, vol. 31, pp. 385–404.
21. Siegel R., Perlmutter M. Teplootdacha pri pulsiruyushchem laminarnom techenii v kanale [Heat transfer with pulsating laminar flow in the channel]. *Teploperedacha*, 1962, no. 2, pp. 18–32.
22. Kharlamov S.N., Kim V.Yu., Silvestrov S.I., Alginov R.A., Pavlov S.A. Prospects of RANS models with multiarameter effects at simulation of complex non-isothermal flows of viscous media in devices with any configuration of surface. *The 6th Proc. of the International Forum on Strategic Technology (IFOST-2010)*. Harbin, China, August 22–24, 2011. Vol. 2, pp. 787–791.
23. Anderson D.A., Tannehill J.C., Pletcher R.H. *Computational fluid mechanics and heat transfer*. New York, Hemisphere Publishing Corporation, 1984. 746 p.
24. Leonard B.P. A stable and accurate convective modelling procedure based on quadratic upstream interpolation. *Computer methods in applied mechanics and engineering*, 1979, vol. 19, pp. 59–98.
25. Zho J. A low-diffusive and oscillation free convection scheme. *Communications in applied numerical methods*, 1991, vol. 7, pp. 225–232.
26. Patankar S.V. *Numerical heat transfer and fluid flow*. New York, McGraw-Hill, 1980. 150 p.
27. Bubenchikov A.M., Kharlamov S.N. *Matematicheskie modeli neodnorodnoy anizotropnoy turbulentnosti vo vnutrennikh sistemakh* [Mathematical models of inhomogeneous anisotropic turbulence at the internal flows]. Tomsk, Tomsk State University Publ. House, 2001. 448 p.
28. Kharlamov S.N., Janghorbani M. Cuttings transport in hole cleaning considering well orientation, pipe eccentricity and pipe rotation: problems, results, prospects (survey). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 7, pp. 131–149. In Rus.
29. Bicalho I., Dos Santos D., Ataide C., Duarte C. Fluid-dynamic behavior of flow in partially obstructed concentric and eccentric annuli with orbital motion. *Journal of petroleum science and engineering*, 2016, vol. 137, pp. 202–213.
30. Gavrilo A.A., Rudyak V.Y. Reynolds-averaged modeling of turbulent flows of power-law fluids. *Journal of non-Newtonian fluid mechanics*, 2016, vol. 227, no. 1, pp. 45–55.
31. Happel J., Brenner H. *Low Reynolds number hydrodynamics with special applications to particular media*. New Jersey, Prentice-Hall, 1965. 553 p.
32. Piercy N.A.V., Hooper M.S., Winney H.F. Viscous flow through pipes with cores. *Journal of science*, 1933, vol. 15, pp. 647–676.
33. Redberger P., Charles M. Axial laminar flow in a circular pipe containing a fixed eccentric core. *Canadian Journal of chemical engineering*, 1962, vol. 40, no. 4, pp. 148–151.
34. Kabengele K. *Identification of flow patterns for coarse particles transported in a non-newtonian carrier using electrical resistance tomography*. PhD thesis. Capetown, SAR, 2012. 180 p.
35. Tretaykov V.V., Yagotkin V.I. Chislennoe issledovanie laminarnogo zakruchennogo techeniya v koltchevom kanale [Numerical investigation of laminar swirled flow in annular channel]. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal*, 1978, vol. 34, no. 2, pp. 273–279.
36. Fredrickson A.G., Bird R.B. Non-Newtonian flow in annuli. *Industrial and engineering chemistry*, 1958, vol. 50, no. 3, pp. 347–352.
37. Laird W.M. Slurry and suspension transport. Basic flow studies on Bingham plastic fluids. *Industrial and engineering chemistry*, 1957, vol. 49, no. 1, pp. 138–141.
38. Escudier M.P., Oliveira P.J., Pinho F.T. Fully developed laminar flow of purely viscous non-Newtonian liquids through annuli, including the effects of eccentricity and inner-cylinder rotation. *International journal of heat and fluid flow*, 2002, vol. 23, pp. 52–73.
39. Gavrilo A.A., Minakov A.V., Dektyarev A.A., Rudeak V.Ya. Numerical algorithm for modeling the established laminar currents of non-Newtonian liquids in the ring gap with eccentricity. *Computing technology*, 2012, vol. 17, no. 1, pp. 44–56. In Rus.

Received: 12 May 2021.

Information about the authors

Sergey N. Kharlamov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk polytechnic university.

Janghorbani Mehran, post-graduate student National Research Tomsk polytechnic university.

УДК 551.34:550.46

СОДЕРЖАНИЕ И СОСТАВ АТМОСФЕРНЫХ И ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В ПОДЗЕМНЫХ ЛЬДАХ РАЗНОГО ГЕНЕЗИСА

Бутаков Владислав Игоревич¹,
vladbutakov@yahoo.com

Слагода Елена Адольфовна^{2,1},
eslagoda@ikz.ru

Тихонравова Яна Витальевна³,
tikh-jana@yandex.ru

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

² Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Малыгина, 86

³ Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН,
Россия, 677010, г. Якутск, ул. Мерзлотная, 36

Актуальность. Парниковый эффект связывают с поступлением метана и углекислого газа из оттаивающих газонасыщенных льдистых пород, а их содержание в подземных льдах недостаточно изучено. Для оценки содержания газов в отложениях и льдах, объемов поступления газов в атмосферу используют разные и несопоставимые методы отбора проб газа. При обобщении данных об углеродной эмиссии в Арктической зоне необходимо учитывать методы определения содержания и состава газов и химический состав, наличие органических и минеральных включений в генетических типах подземных льдов.

Цель: определить содержание и состав газов в распространенных генетических типах подземных льдов и мерзлых отложений; определить сопоставимость результатов разных методов отбора газа для оценки масштабов эмиссии парниковых газов в атмосферу на фоне протаивания мерзлоты.

Объекты: подземные льды сегрегационного, термокарстово-полостного и повторно-жильного генезиса, льдистые мерзлые отложения севера Западной Сибири на о. Белый, Западном Ямале, севере Гьдана и Пур-Тазовском междуречье, собранные экспедициями ИКЗ ТюмНЦ СО РАН в 2014–2019 гг.

Методы исследования и интерпретации химического состава. Использованы два метода извлечения газа из монолитов мерзлых пород и льда: метод термовакуумной дегазации и метод «headspace». Метод термовакуумной дегазации в лабораторных условиях с определением объема газа в образце льда был использован как референтный. Состав атмосферных и парниковых газов определен методом газовой хроматографии. Проведено сравнение содержания газа во льдах и мерзлом торфе с содержанием газа в атмосфере, значениями растворимости газа в воде. Выполнен корреляционный анализ содержания газов в распространенных типах подземных льдов и мерзлом торфе.

Результаты. Установлено, что газ, заключенный в подземных льдах и мерзлом торфе, по относительному содержанию азота и кислорода близок к атмосферному. В пробах выявлены большие вариации содержания метана от 4 до $1,7 \cdot 10^4$ ppmV и углекислого газа от 7 до $2,7 \cdot 10^3$ ppmV, которые связаны с различными условиями для продуцирования и накопления парниковых газов в мерзлой толще. Установлено преобладание содержания углекислого газа над метаном в сегрегационных и повторно-жильных льдах. Максимальные концентрации метана (от $1,1 \cdot 10^3$ до $1,7 \cdot 10^4$ ppmV) обнаружены в сегрегационно-миграционных льдах бугра пучения и клиновидных льдах. Избыток метана в приповерхностных сегрегационно-миграционных льдах связан с его накоплением в оттаивавших отложениях таликов и последующим льдовыделением при промерзании в замкнутой системе. Установлены высокие содержания углекислого газа (до $1,1 \cdot 10^3$ ppmV) и метана (до 222 ppmV) в сегрегационном льду в торфе, их источником является органическое вещество, разлагающееся в переменных аэробных и анаэробных условиях под действием бактерий, поэтому торфяники являются значительным источником поступления углекислого газа в атмосферу. Проведена оценка воспроизводимости и сопоставимости методов термовакуумной дегазации и «headspace» при исследовании льдов и мерзлых отложений в разрезе торфяника в районе с. Газ-Сале. Установлено, что концентрации метана при опробовании методом «headspace» завышены в 3–70 раз по сравнению с величинами, определенными методом термовакуумной дегазации. Это обусловлено низкой растворимостью метана и преобладанием его в пузырьках, а углекислый газ и часть кислорода остаются растворены в воде и не переходят в пробу газа. Следовательно, данные о содержании газа, определенного методом «headspace», недостаточно для оценки объемов эмиссии парниковых газов, поскольку эти величины характеризуют состав нерастворенного газа. Метод термовакуумной дегазации позволяет рассчитать и оценить объемы поступления газов из оттаивающих мерзлых толщ.

Ключевые слова:

Парниковые газы, подземные льды, биогенный метан, газонасыщенные породы, метод термовакуумной дегазации, метод headspace.

Введение

Глобальные изменения климата и их прогноз тесно связаны с изучением антропогенной и естествен-

ной эмиссии парниковых газов в атмосферу. По данным о составе газов, заключенных в ледниках, реконструируют состав атмосферы во время их формиро-

вания, делают вывод о повышенных концентрациях метана и углекислого газа в настоящее время и прогнозируют изменения климата [1–3].

Поступление парниковых газов в атмосферу из акватории морей Арктической зоны связывают с антропогенными, биогенными и геологическим источниками, в т. ч. с разложением газовых гидратов метана на дне морей [4, 5]. Установлено, что газ в морском однолетнем льду [6] весьма близок к составу атмосферы. Образование биогенного газа в морских отложениях является результатом взаимодействия микроорганизмов со средой [7]:

- 1) в условиях, где присутствует достаточно кислорода, при аэробном дыхании происходит окисление углеводов $\text{CH}_2\text{O} + \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$;
- 2) при недостатке кислорода происходит восстановление нитратов, железа и марганца: $\text{NO}_3 \rightarrow \text{N}_2$; $\text{Fe}^{3+} \rightarrow \text{Fe}^{2+}$; $\text{Mn}^{4+} \rightarrow \text{Mn}^{2+}$;
- 3) в условиях полного отсутствия кислорода доминирующей формой дыхания становится восстановление сульфата: $2\text{CH}_2\text{O} + \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{S} + 2\text{HCO}_3^-$;
- 4) когда сульфаты истощаются, в результате анаэробного окисления органического вещества образуется метан в процессах $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$ и $\text{CH}_3\text{COOH} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$ [4]. Газ генерируется в анаэробных условиях в отложениях без сульфатов ферментативными бактериями, ацетогенными бактериями и группой архей, называемых метаногенами [8].

Известно, что в льдистых мерзлых породах заключены значительные запасы углерода [9]. Термокарстовые озера в зоне распространения многолетнемерзлых пород являются источником поступления метана в атмосферу вследствие поступления органических веществ из оттаивающих отложений [10, 11]. Объем поступления биогенного газа в атмосферу при таянии мерзлых льдистых толщ недостаточно изучен [12].

Большинство исследований газовых включений во льдах посвящено изотопии углерода, кислорода и водорода [13, 14]. В последние годы устанавливают распределение и содержание газов в наиболее распространенных подземных повторно-жильных и пластовых льдах, мерзлых отложениях и связывают преобладание метана с биогенным происхождением в мерзлоте и продуцированием в таликах [13–17].

А.А. Архангелов и Е.В. Новгородова [18] определили состав газа, извлеченного методом «headspace» из сегрегационных, инъекционных и ледниковых льдов. Они использовали состав газов как метод для определения генетического типа льда. Авторы показали, что для инъекционных льдов характерны высокие концентрации CH_4 (27,5 % в составе газовых пузырьков), для сегрегационных и ледниковых льдов состав газа был близок к атмосферному.

А.К. Васильчук и Ю.К. Васильчук [19] изучили состав газов (H_2 , O_2 , N_2 , CO_2 , CH_4) в повторно-жильных льдах, торфе и воде озера термокарстового понижения с полигональным торфяником в Сеймчанно-Буудинской впадине Якутии. Для сбора минимально достаточного объема газа требовалось 2–3 дня

на один образец торфа, для получения нужного объема газов из льда – несколько часов. Исследователи утверждают, что высокие концентрации метана являются результатом метаногенеза.

А.А. Васильев и соавторы [13] методом «headspace» и динамическим методом определили концентрации метана в повторно-жильных льдах (100–700 ppmV) и пластовых льдах (до 10000 ppmV) в мерзлой толще м. Марре-Сале. И.Д. Стрелецкая и соавторы [14] дополнили исследования данными о содержании метана в повторно-жильных (до 272 ppmV) и пластовых льдах (до 1588 ppmV) Западного Ямала и Западного Таймыра (м. Сопочная Карга) и объяснили высокие концентрации метана в пластовых льдах м. Марре-Сале их внутригрунтовыми происхождением – миграцией метана из вмещающих отложений. Исследователи [15], используя метод «headspace», показали, что наибольшее содержание CH_4 характерно для заболоченных ландшафтов – поверхности поймы р. Марре-Яха, эрозионных оврагов, логов и термокарстовых понижений.

П.Б. Семенов и соавторы использовали альтернативные методы извлечения газа в лабораторных условиях в атмосфере аргона и измерения содержаний свободного газа в повторно-жильных и пластовых льдах. Содержание свободного газа варьирует от 0,5 % в пластовом льду до 5,5 % в повторно-жильном льду, количество CH_4 – от 0,05 ppmV в повторно-жильном льду до 158 ppmV в пластовых льдах [20].

Высокие концентрации биогенных микроэлементов в таких природных объектах, как подземные льды, можно использовать в качестве биогеохимических индикаторов. Доказано, что повторно-жильные льды, как и ледники, наследуют химический состав атмосферных осадков и могут служить показателем загрязнения атмосферы и верхнего слоя почвы во время их формирования [21].

Информация о составе газа, заключенного в подземных льдах, может быть использована для реконструкции условий льдообразования – миграции газов и растворов из вмещающей геологической среды.

Методы исследования, математической обработки и интерпретации химического состава

Существуют разные методы извлечения газов из льдов. Метод «headspace» является наиболее доступным и популярным при определении содержания метана в мерзлых породах и льдах, оттаивание образца при этом производят в шприцах объемом 150 мл [6, 13, 14, 16, 18]. Метод «headspace» имеет ряд недостатков:

- 1) не позволяет отобрать достаточно большую пробу для химического анализа и парниковых и атмосферных газов;
- 2) не позволяет получить воспроизводимые условия дегазации (дегазацию производят в полевых условиях);
- 3) не позволяет определить количество газа, отобранного из объема пробы;
- 4) не учитывает различную растворимость газов в воде.

Данные недостатки метода приводят к искажениям результатов и невозможности оценки объемов парниковых газов, заключенных в мерзлых породах и льдах.

Альтернативный метод извлечения газа из мерзлых пород и льда используют А.А. Васильев и соавторы [13] и И.Д. Стрелецкая и соавторы [14] – пробы измельчали в лабораторной мельнице при отрицательной температуре до фракции 25 мкм. Далее проводили дегазацию 200 г образца методом распыления воды и созданием вакуума. Недостатком такого метода является попадание атмосферных газов в лед при его измельчении.

Для анализа состава газа, заключенного в пластовых и повторно-жильных льдах, авторы [20] использовали монолиты льда массой 50 г. Для определения объема заключенного во льду газа один из цилиндров помещали в пластиковый пакет, откачивали воздух и оттаивали при 4 °С; далее прокалывали пакет, погруженный в раствор NaCl, и собирали газ в градуированный цилиндр. Для определения состава углеводородов монолит льда (50 г) помещали в ёмкость, заполненную аргоном, и встряхивали шейкером в течение 2 ч. Минусом данной методики является определение объема извлеченного газа и газового состава из разных проб льда.

В данном исследовании метод термовакuumной дегазации в лабораторных условиях с определением объёма газа во льду был использован как референтный. Для предотвращения диффузии газа монолиты льда были сохранены в мёрзлом состоянии и доставлены до лаборатории при отрицательной температуре за минимальное время. Пробоподготовка и анализ атмосферных и парниковых газов в монолитах мерзлых пород и льдов проведены в Учебно-научной лаборатории ТГУ канд. геол.-минерал. наук М.Д. Заватским. Газ извлекался на дегационном приборе вакуумным насосом после термостатирования пробы в течение 20–30 мин при температуре 70–75 °С. Расчетная степень дегазации расплава – 98 %, так как при 80 °С коэффициент абсорбции для N₂, O₂, CO₂, CH₄ в воде не превышает 0,02 [22]. При дегазации были измерены объёмы льда (190 до 300 см³) и извлеченного газа (от 5 до 25 см³), необходимые для расчета объемной доли газа в образце.

Во льдах и торфе определены содержания следующих газов: N₂, O₂, CO₂, H₂, He, алканов и алкенов с числом углеродных атомов от 1 до 6 и их изомеров. Углеводороды определены на хроматографе «Хром-5» с детектором ионизации в пламени, неорганические газы – на хроматографе «Газохром-2000» с детектором по теплопроводности для негорючих газов и термохимическим детектором для водорода.

Для интерпретации газового состава проведено сравнение содержания газа во льдах с содержанием газа в атмосфере [23] и со значениями растворимости газа в воде [24]. Проведен парный корреляционный анализ содержания газов во льдах в программе «Geochem Anomaly».

Для выявления метаногенеза в отложениях учитывались фоновые концентрации углеводородов: угле-

водороды C₁–C₃ в морских отложениях содержатся в концентрации от 1 до 100 ppmV, углеводороды C₃–C₆ – от 0,01 до 2,0 ppmV. По составу углеводородных газов различают микробный или термогенный генезис газа [5].

Информации о количественных содержаниях углеводородов, углекислого газа, водорода, гелия в мерзлой толще в литературе мало [25]. Высокие содержания гелия (16–57 ppm) и водорода (12 ppm) в отложениях могут являться индикаторами наличия полезных ископаемых, разложения газогидратов, миграции газов по разломам [26].

Район и объекты исследования

Комплексные исследования многолетнемерзлых толщ в Карском регионе в 2017–2019 гг. включали изучение состава, строения отложений и геохимических особенностей подземного льда, поверхностных вод на ключевых участках. Исследования геохимических особенностей сегрегационных и повторно-жильных льдов проведены в районах м. Марре-Сале (Западный Ямал), с. Гыда (север п-ва Гыдан), с. Газ-Сале (Север Пур-Тазовского междуречья) (рис. 1). Районы исследований расположены в арктической зоне с продолжительной холодной зимой, коротким прохладным летом, небольшим количеством осадков ~400 мм/год и преобладающим западным направлением ветров [27], что обеспечивает сплошное распространение многолетнемерзлых пород и подземных льдов.

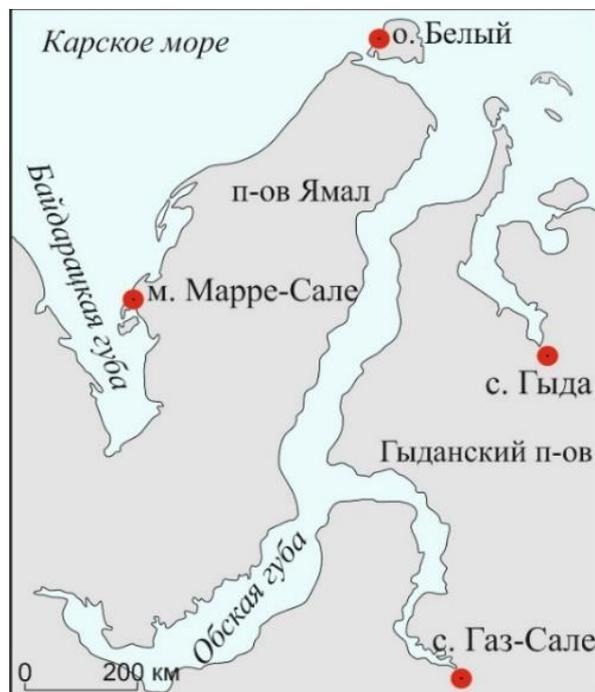


Рис. 1. Ключевые участки исследований газовых включений и геохимии многолетнемерзлых отложений и подземных льдов на севере Западной Сибири

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

Объектами исследования являются подземные льды сегрегационного, повторно-жильного, миграционного и инъекционного генезиса, содержащие заключенные во льду парниковые и атмосферные газы (рис. 2):

На о. Белый, в пределах высокой лайды, затопляемой водами Карского моря, изучено линзовидное ядро сегрегационно-миграционного льда торфяного бугра пучения [28].

В районе м. Марре-Сале, в пределах III морской равнины, в разрезе МС-1-19 и МС-19-19, изучены образцы сегрегационного льда из пластовых залежей субгоризонтальной и диапировой формы, которые залегают внизу разреза в таберальном комплексе марресальской свиты. Клиновидные сегрегационно-миграционные льды внедряются в пластовые залежи и залегают сверху разреза в синкриогенных тонких песках и супесях. Мерзлая толща и льды с размывом перекрыты слоистыми песками и супесями [29].

На севере п-ва Гыдан, в пределах II надпойменной террасы, в разрезе ВЗ, изучен линзовидный пластовой лёд мощностью 0,3 м, пересекающий повторно-

жильный лёд. Пласт залегают в мерзлой аллювиальной толще между слоями внизу – льдистого песка, сверху – суглинка с линзовидно-сетчатой криогенной текстурой. Ранее установлено, что линзовидный пластовой лёд имеет инфильтрационно-сегрегационный генезис [30].

На севере Пур-Тазовского междуречья, в пределах III озёрно-аллювиальной равнины, в разрезе В8, изучен сингенетически промерзавший льдистый торфяник с массивной, корковой, шлировой, слоистой криогенными текстурами и повторно-жильным льдом [31].

В работе проанализирован состав атмосферных и парниковых газов, отобранных методом термовакуумной дегазации, в 14 монолитах льда и льдистого торфа: 1 – сегрегационно-миграционного льда, 2 – сегрегационно-миграционного клиновидного льда [29], 3 – сегрегационного текстурообразующего льда в торфе, 2 – термокарстово-полостного льда (термокарстово-пещерного льда по П.И. Шумскому) в составе жили, 2 – повторно-жильного, 1 – сегрегационного пластового льда, 3 – инфильтрационно-сегрегационного льда.

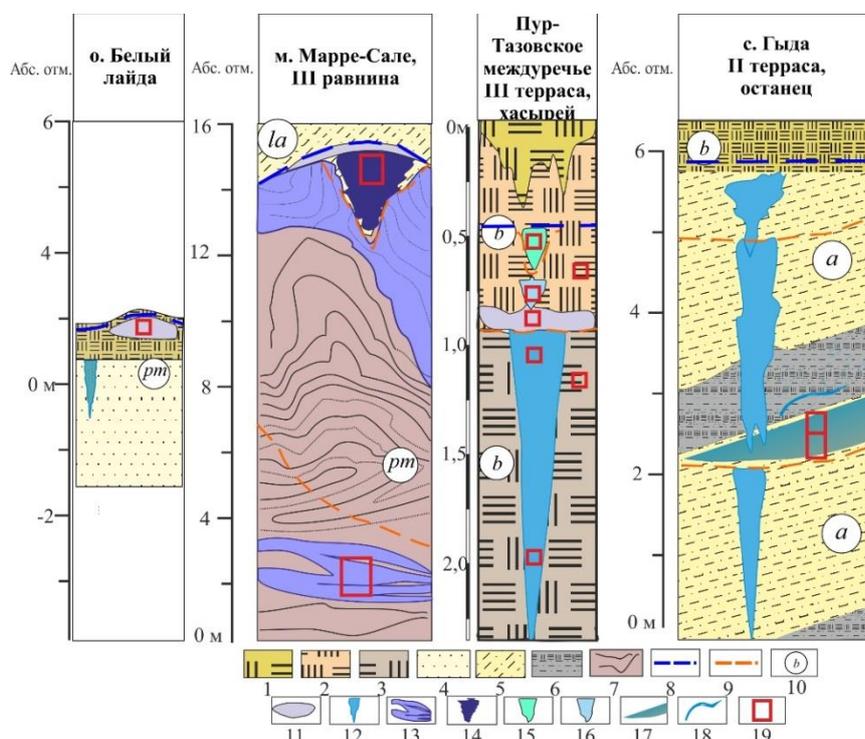


Рис. 2. Строение отложений и разновидности подземных льдов в голоценовых и верхнеплейстоценовых отложениях на севере Западной Сибири: 1 – мох свежий; 2 – торф криотурбированный с линзами и шлирами льда; 3 – торф автохтонный синкриогенный; 4 – засоленные пески; 5 – пески, супеси; 6 – слоистые суглинки, супеси с растительными остатками; 7 – таберальный комплекс марресальской свиты: суглинки и супеси; 8 – граница сезонно-талого слоя; 9 – реликтовая граница сезонно-талого слоя; 10 – генезис отложений: а – аллювиальный, б – биогенный, la – озерно-аллювиальный, pm – прибрежно-морской; 11 – линзы льда; 12 – повторно-жильный лёд; 13 – пластовой лёд; 14 – сегрегационно-миграционный клиновидный лёд; 15 – росток повторно-жильного льда; 16 – термокарстово-полостной лёд; 17 – линзовидный пластовой лёд; 18 – текстурообразующий лёд; 19 – места отбора проб льда на геохимические исследования состава газа

Fig. 2. 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 autochthonous syncryogenic; 4 – saline sands; 5 – sands, sandy loam; 6 – layered loam, sandy loam with plant remains; 7 – taberal complex of the Marre-Sale suite: loam and sandy loam; 8 – recent base of active layer; 9 – relict base of active layer; 10 – genesis of deposits: a – alluvial, b – biogenic, la – lacustrine-alluvial, pm – coastal-marine; 11 – ice lenses, 12 – ice wedge; 13 – massive ice, 14 – segregated-migration wedge-shaped ice; 15 – young ice wedge; 16 – closed-cavity ice; 17 – lens-shaped massive ice; 18 – texture-forming ice; 19 – location of sampling points for geochemical studies of gas composition

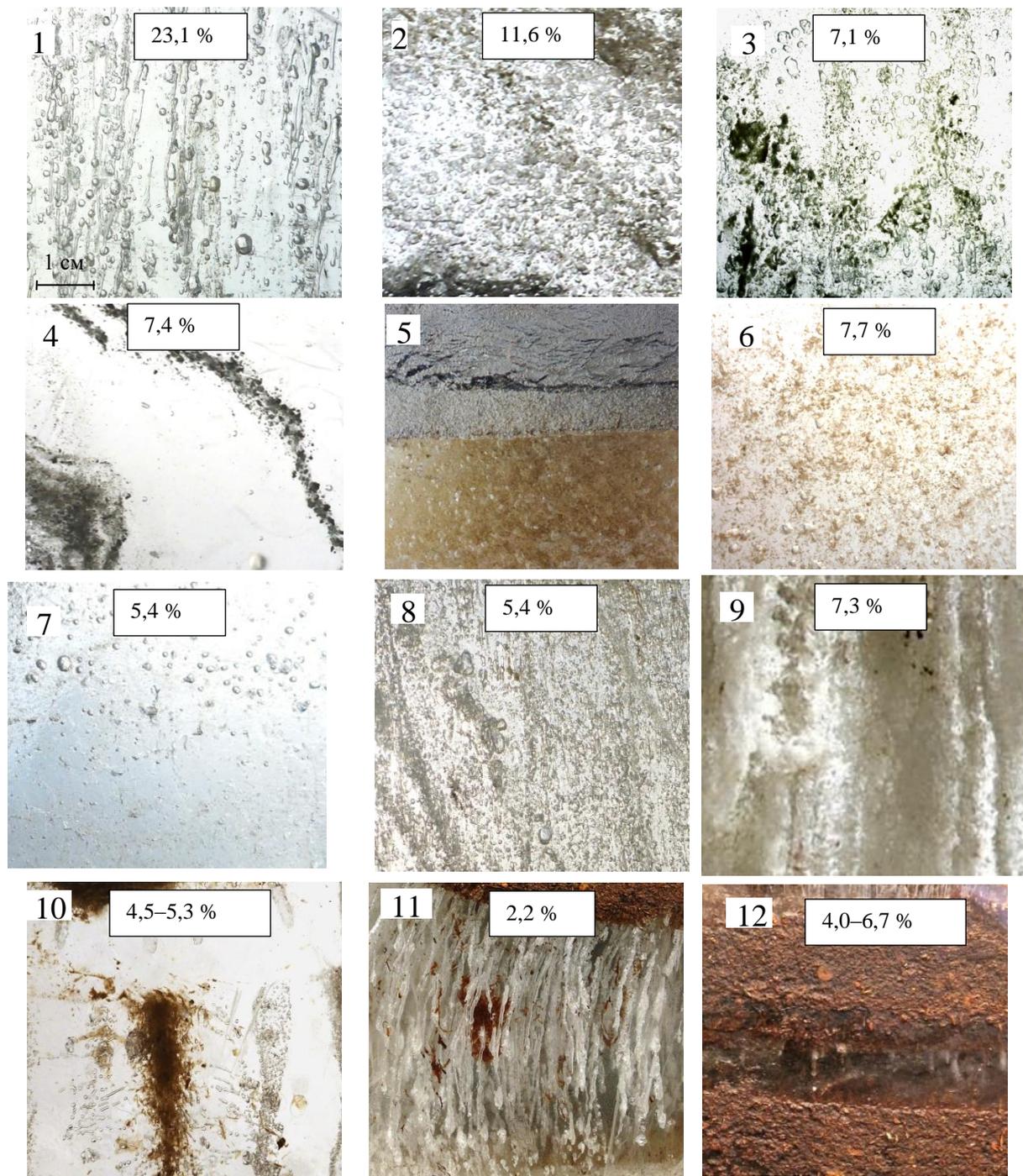


Рис. 3. Содержание пузырьков газа в разных типах льда в шлифах: 1 – сегрегационно-миграционный лёд бугра пучения, о. Белый; 2–4 – подземные льды разреза Марре-Сале 2019 г.: 2 – клиновидное тело сегрегационно-миграционного льда разреза MS-19-19; 3 – клиновидный лёд разреза MS-1-19; 4 – пластовой сегрегационный лёд разреза 1-19; 5–7 – линзовидный инфильтрационно-сегрегационный пластовой лёд на севере Гыдана (разрез B3-18): 5 – верхний контакт с суглинком (содержание газа не определено); 6 – верхняя часть пласта, 7 – нижняя часть пласта; 8–12 – повторно-жильная система Пур-Тазовского междуречья (разрез B8-17): 8 – повторно-жильный лёд; 9 – росток повторно-жильного льда; 10 – термокарстово-полостной лёд; 11 – шлиры (пояски) инфильтрационно-сегрегационного льда в торфе; 12 – торф с массивными и линзовидными криотекстурами. В процентах указано содержание газа от объема льда

Fig. 3. Gas bubbles content of different types of ice in thin sections: 1 – segregated-migration ice of heaving mound on Bely island; 2–4 – underground ice of the Marre-Sale section in 2019: 2 – segregated-migration wedge-shaped ice in MS-19-19 section; 3 – wedge-shaped ice in MS-1-19 section; 4 – segregated massive ice in MS-1-19 section; 5–7 – infiltrated-segregated ice lens in the north of Gydан (section B3-18): 5 – upper contact with loam; 6 – upper part of the massive ice, 7 – lower part of the massive ice; 8–12 – ice wedge polygon system of the Pur-Taz interfluvе (section V8-17): 8 – ice wedge; 9 – young wedge ice; 10 – closed-cavity ice; 11 – ice belts of infiltrated-segregated ice in peat; 12 – peat with massive and lens cryotextures. The gas content in relation to the ice volume is indicated (%)

Изученные типы подземных льдов содержат многочисленные пузырьки газов, которые отличаются по форме, размерам, ориентировке, количеству и соотношениям с органическими, минеральными включениями (рис. 3). Наличие крупных пузырьков обусловлено плохо растворимыми газами, в основном метаном. Если газ хорошо растворим, как, например, углекислый газ, он не будет формировать крупных пузырьков до достижения предела растворимости (1700 ppmV) [22].

Результаты и их обсуждение

При анализе состава газов, извлеченных методом термовакуумной дегазации из подземных льдов и мерзлых отложений, выявлены общие особенности. Количество N_2 составляет от 75 до 86 % и O_2 от 12 до 20 % от объема всех газов, такой состав близок к составу атмосферного воздуха (рис. 4). Объемная доля извлеченного газа варьирует от 2 до 23 % от объема льда (табл. 1).

Количество CH_4 варьирует от 0,01 до 3,8 % (от 4,4 до 16967 ppmV в объеме льда). Только в четырех пробах (сегрегационного льда в торфе и сегрегационно-миграционных льдов) выявлены концентрации CH_4 выше фоновых значений (>100 ppmV; до 7,4 % от состава газа). Полученные результаты значительно отличаются от содержаний CH_4 в газовых пузырьках, выделяющихся из донных отложений термокарстовых озер на Аляске, которые достигают 68 % [10]. Газы, связанные с геологическим строением и разгрузкой флюидов, например, из донных отложений Байкала, отличаются колебаниями CH_4 от 0 до 75 % и CO_2 от 0 до 7 % [24].

Содержание CO_2 варьирует от 0,01 от 1,17 % (от 7 до 2692 ppmV). Минимальные значения обнаружены в термокарстово-полостном льду, который сформирован из вод атмосферных осадков, максимальные значения обнаружены в сегрегационно-миграционном льду в торфе. Эти результаты хорошо сопоставимы с данными по эмиссии значительных объемов CO_2 в атмосферу из торфяников [32].

Содержание H_2 варьирует от 1 до 14 ppmV, максимальное содержание обнаружено в сегрегационном льду в торфе, это связано с медленным разложением органики в восстановительных условиях.

Содержание углеводородов C_2-C_6 варьирует от 0,04 до 1,35 ppmV, такие низкие концентрации принято считать фоновыми. Количество CH_4 от суммы углеводородов слабо варьирует и в среднем равно 99 %, это является показателем биогенного происхождения и отсутствия поступления газа по разломам [5].

Обнаружены следовые концентрации гелия (до 1,5 ppmV) в инфильтрационно-сегрегационном льду и в ростке повторно-жильного льда, вероятно, источником гелия были воды атмосферных осадков, сформировавшие льды.

При проведении парного корреляционного анализа установлены корреляции объема газа, извлеченного из льда, и содержаний CH_4 , H_2 , углеводородов C_2-C_6 . Из этого следует, что эти газы имеют общий механизм накопления в подземных льдах.

Вышеизложенные особенности химического состава газа в подземных льдах Западной Сибири указывают на: 1) отсутствие поступления глубинных газов при формировании льда; 2) продуцирование CO_2 в органических горизонтах отложений; 3) миграцию CH_4 в подземные льды при протаивании прибрежно-морских отложений.

На рис. 4 видно, что содержания CO_2 и CH_4 сильно варьируют, при этом в сегрегационно-миграционных льдах преобладает CH_4 , а в сегрегационных и повторно-жильных льдах преобладает CO_2 .

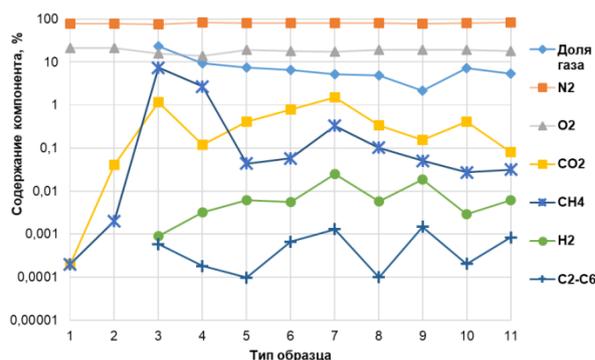


Рис. 4. Содержание газа в атмосферном воздухе (1) [23], в леднике Кулопа Вавилова (2) [18], подземных льдах на о. Белый (3 – сегрегационно-миграционный лед), на западном Ямале (4 – сегрегационно-миграционный клиновидный лед, 5 – сегрегационный пластовый лед), на севере п-ва Гыдан (6 – инфильтрационно-сегрегационный лед), на Севере Пур-Тазовского междуречья (7 – сегрегационный лед в торфе, 8 – термокарстово-полостной лед, 9 – инфильтрационно-сегрегационный лед, 10 – росток повторно-жильного льда, 11 – повторно-жильный лед)

Fig. 4. Gas content in atmospheric air (1) [23], glacial ice Vavilov's Dome (2) [18], underground ice on the Bely island (3 – segregated-migration ice), in western Yamal (4 – segregated-migration wedge-shaped ice, 5 – segregated massive ice), in the north of the Gydan Peninsula (6 – infiltrated-segregated ice), in the North of the Pur-Taz interfluve (7 – segregated ice in peat, 8 – closed-cavity ice, 9 – infiltrated-segregated ice, 10 – young ice wedge, 11 – ice wedge)

Различия в газонасыщенности льда и в распределении химического состава газа можно объяснить разными генетическими типами льда. На лайте о. Белый под торфом вскрыт сегрегационно-миграционный лед, прозрачный с включениями торфа. Лед имеет множество крупных пузырьков газа (23 %). В составе газа значительная часть приходится на CH_4 (7,4 %) и CO_2 (1,2 %, рис. 5, а). Концентрации этих газов превышают предел растворимости в воде (табл. 1).

В работе [28] были отмечены инъекции песка в перекрывающих отложениях, следовательно, накопление газов в осадках происходило при неравномерном протаивании отложений при залипании морскими водами. Протаивание могло сопровождаться миграцией CH_4 и CO_2 в ядро небольшого многолетнего

бугра пучения из прибрежно-морских отложений. Высокие концентрации обусловлены поступлением газов из талых прибрежно-морских осадков при фор-

мировании ядра бугра пучения, промерзанием в замкнутом объеме и защемлением CH₄ и CO₂ между растущими кристаллами льда.

Таблица 1. Состав газа, заключенного в подземных льдах на севере Западной Сибири
Table 1. Composition of entrapped gas in underground ice on the north of Western Siberia

Район исследования, разрез Study area, section	Тип образца Sample type	Глубина Depth м	Доля газа Gas share %	N ₂	O ₂	CH ₄		CO ₂		H ₂		Углеводороды Hydrocarbons C ₂ -C ₆		He
						ppmV	%	ppmV	%	ppmV	%	ppmV	%	
Атмосферный воздух Atmospheric air [23]		–	–	78,1	21,0	2	2·10 ⁻⁴	300	0,03	0,5	5·10 ⁻⁵	–	–	5·10 ⁻⁴
Растворимость при 0 °С Solubility at 0 °С [22]		–	–	–	–	56	–	1713	–	21	–	226 (этилен ethylene)	–	–
Купол Вавилова Vavilov's Dome	Ледниковый лед Glacial ice [18]	–	–	78,1	20,7	–	0,002	–	0,04	–	< 0,01	–	–	5,2·10 ⁻⁴
о. Белый Bely island	Сегрегационно-миграционный лед Segregated-migration ice	0,4	23,1	74,9	15,7	16967	7,35	2692	1,17	2,1	0,001	1,35	5,8·10 ⁻⁴	<5·10 ⁻⁴
м. Марре-Сале, МС-19-19 Marre-Sale Cape, MS-19-19	Сегрегационно-миграционный клиновидный лед Segregated-migration wedge-shaped ice	1,75–1,90	11,6	78,4	15,8	4401	3,78	51,6	0,01	2,4	0,002	0,21	1,8·10 ⁻⁴	<5·10 ⁻⁴
МС-1-19 MS-19-19	Сегрегационный лед Segregated massive ice	3,60–3,80	7,1	85,7	11,7	1111	1,56	137	0,01	3,1	0,004	0,13	1,8·10 ⁻⁴	<5·10 ⁻⁴
м. Марре-Сале, МС-1-19 Marre-Sale Cape MS-1-19	Сегрегационный лед Segregated massive ice	13,0–13,5	7,4	79,9	18,9	32,4	0,04	303	0,03	4,5	0,006	0,07	9,7·10 ⁻⁵	<5·10 ⁻⁴
с. Гыда, В3-2018 Gyda village, V8-2018	Инфильтрационно-сегрегационный лед Infiltrated-segregated ice	4,00–4,15	7,7	79,3	18,3	4,4	0,01	541	0,70	1,1	0,001	0,47	6,0·10 ⁻⁴	0,002
		4,15–4,30	5,4	79,9	17,6	58,6	0,11	472	0,88	5,1	0,010	0,38	7,2·10 ⁻⁴	<5·10 ⁻⁴
с. Газ-Сале, В8-2018 Gas-Sale village, V8-2018	Сегрегационный лед в торфе Segregated ice in peat	0,50–0,60	6,7	79,9	17,2	185	0,28	1056	0,11	7,3	0,011	0,28	4,2·10 ⁻⁴	<5·10 ⁻⁴
		1,15–1,45	4,0	80,0	17,0	98	0,25	475	0,05	14,2	0,035	1,11	2,8·10 ⁻³	<5·10 ⁻⁴
		1,40–1,60	4,8	79,9	17,8	222	0,47	838	0,08	13,5	0,028	0,34	7,1·10 ⁻⁴	<5·10 ⁻⁴
	Термокарстово-полостной лед Closed-cavity ice	0,55–0,70	5,3	78,7	19,8	19,7	0,04	7,1	0,01	3,7	0,007	0,04	7,6·10 ⁻⁵	<5·10 ⁻⁴
		0,55–0,60	4,5	79,7	18,2	75,3	0,17	295	0,65	2,0	0,005	0,06	1,2·10 ⁻⁴	<5·10 ⁻⁴
	Инфильтрационно-сегрегационный лед Infiltrated-segregated ice	0,60–0,70	2,2	78,4	19,4	11,1	0,05	33,9	0,16	4,1	0,019	0,32	1,5·10 ⁻³	<5·10 ⁻⁴
	Росток повторно-жильного льда Young ice wedge	0,5–0,7	7,3	79,7	19,0	19,9	0,03	302	0,42	2,1	0,003	0,15	2,0·10 ⁻⁴	0,002
Повторно-жильный лед Ice wedge	1,15–1,45	5,4	81,8	17,6	17,0	0,03	43,4	0,08	3,3	0,006	0,45	8,4·10 ⁻⁴	<5·10 ⁻⁴	
«Ледяная гора» «Ice Mountain» [18]	Сегрегационный лед Segregated ice	–	–	76,4	21,6	–	0,026	–	0,00	–	0,20	–	–	6,9·10 ⁻⁴
	Инъекционный лед Injection ice	–	–	67,5	4,01	–	27,5	–	0,07	–	0,18	–	–	5,1·10 ⁻⁴
Верхнее течение р. Колыма Upper course of the Kolyma river [19]	Торф/Peat	1,8	–	33,2	0,8	–	15,4	–	6,14	–	43,4	–	–	–
	Озерная вода Lake water	1,8	–	55,2	0,5	–	10,6	–	12,4	–	21,4	–	–	–
	Повторно-жильный лед Ice wedge	–	–	74,5	11,5	–	0,06	–	10,2	–	3,44	–	–	–

В районе м. Марре-Сале лед клиновидной формы с прослоями грунта имеет сегрегационно-миграционный генезис [29]. В клиновидных льдах обнаружены невысокие концентрации O_2 и CO_2 (ниже атмосферных значений), но выявлены высокие концентрации CH_4 (2–4 %).

Такой состав газов и высокая газонасыщенность (до 11,6 %) связаны с условиями формирования этих льдов. Авторы полагают, что клиновидные льды являются частично вытаявшими и размытыми сверху ядрами бугров пучения. Бугры пучения формировались вблизи поверхности при промерзании таликов – крупных термоэрозионных колодцев, просядок и промоин в кровле пластовых залежей. Эти полости заполнены продуктами оттаивания мерзлых пород – отложениями таберального комплекса, растворами и газами из сегрегационных, сегрегационно-инъекционных льдов. Всестороннее промерзание замкнутой полости привело к накоплению CH_4 и CO_2 в ледяных ядрах бугров. Ранее в районе м. Марре-Сале при бурении скважин было зафиксировано [33] поступление метана в атмосферу из мерзлой толщи с пластовыми льдами.

Пластовый лед сегрегационного генезиса с прослоями грунта имеет состав газов близкий к составу термокарстово-полостного льда – низкие концентрации парниковых газов и углеводов. Следовательно, отсутствовали условия для накопления CH_4 и CO_2 . Сегрегационные пластовые льды имеют низкие содержания CH_4 и других углеводов и относительно высокие содержания CO_2 . Такой состав обусловлен отсутствием условий для накопления CH_4 и CO_2 – промерзанием разуплотненных прибрежно-морских водонасыщенных осадков. При формировании сегрегационного льда могла происходить дифференциация газового состава – нерастворенный CH_4 поступал в верхнюю часть залежи льда или в атмосферу, а хорошо растворимый углекислый газ был включен в состав льда.

Проведено сравнение с результатами анализа CH_4 методом «headsapce» в отложениях и льдах в районе м. Марре-Сале. Авторы [15] приводят результаты о содержании CH_4 до 13000 ppmV в верхнем горизонте многолетней мерзлоты (болота, пойма реки), опробованных до глубины 2 м. Эти данные сопоставимы с содержанием метана в клиновидных льдах сегрегационно-миграционного генезиса.

По данным [14] содержание метана в повторно-жильных льдах варьирует от 2 до 1100 ppmV. Эти жилы залегают в отложениях на высоте 15–30 м над уровнем моря и не имеют засоления. Высокие концентрации CH_4 в жилах могут быть связаны как с участием в их составе сегрегационных льдов, сформированных из внутригрунтовых вод, так и с результатом опробования генетически различных, но похожих по форме, типов льда – повторно-жильных и сегрегационно-миграционных клиновидных.

Линзовидный пластовый лёд в районе с. Гыда имеет инфильтрационно-сегрегационный генезис и сформирован из озерных вод таликов [30]. Содержание CH_4 , H_2 значительно выше в нижней части льда,

чем в верхней. Лёд имеет близкую объемную долю газа (7,7 и 5,4 %) в верхней и нижней части (табл. 1). В верхней части льда обнаружены следовые содержания He (1 ppmV). Содержание CO_2 во льду в 20 раз выше, чем в воздухе, что связано с увеличением растворимости углекислого газа с понижением температуры. Для азота и кислорода зависимость растворимости с понижением температуры менее выражена. Содержание CH_4 , CO_2 , H_2 не превышает предела растворимости этих газов в воде, следовательно, формирование льда было безнапорным и не сопровождалось насыщением льда газом из протаивающих отложений. Однако при медленном промерзании произошло перераспределение газа во льду.

Медленное безнапорное промерзание подтверждается химическим составом линзовидного пластового льда. Лед по содержанию солей ультрапресный, ионный состав сформирован в континентальных условиях. Соотношения ионов в текстурообразующих и линзовидных пластовых льдах очень близкое. Текстурообразующий лёд имеет засоление континентального типа. Высокие концентрации ионов и микроэлементов являются результатом медленного промерзания неглубокого талика, которое сопровождалось перераспределением химического состава и вытеснением солей в остаточный (поровый) раствор во вмещающих отложениях [30].

На рис. 5, а показан состав извлеченного из льда газа по сравнению с газонасыщенностью образца льда и содержанием газов в воздухе и ледниковом льду. На рисунке видно, что CH_4 занимает значимую часть от состава газов только в сегрегационно-миграционных льдах, а CO_2 – в текстурообразующем льду в торфе.

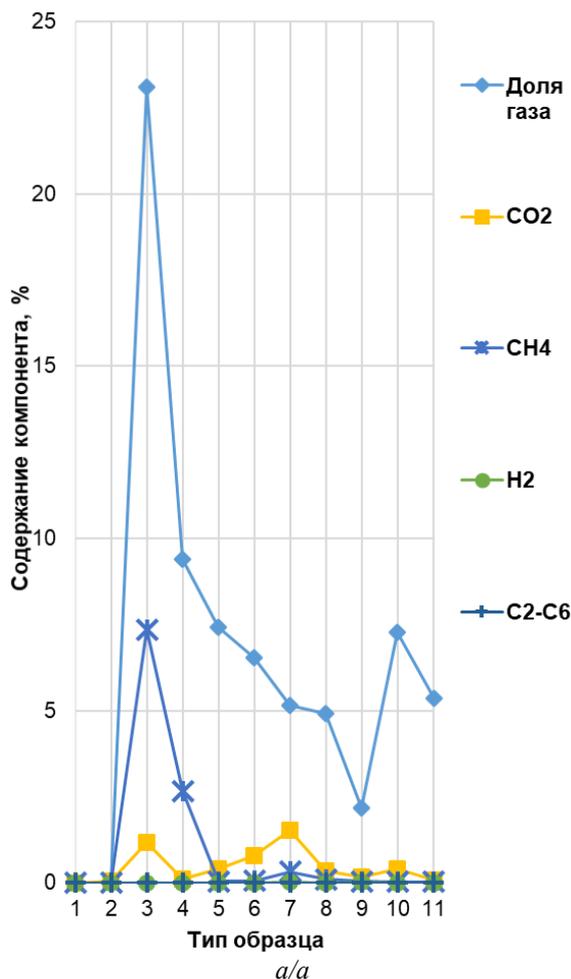
На рис. 5, б изображено содержание газов в подземных льдах с учетом содержания газа в объеме льда. На рисунке видно, что, помимо преобладающих N_2 и O_2 , значимых концентрации во льдах достигают только CH_4 и CO_2 . При этом в сегрегационно-миграционных льдах преобладает CH_4 , что указывает на наличие условий для биогенного синтеза и накопления CH_4 во время формирования льда. Минимальные содержания CO_2 обнаружены в повторно-жильном льду и инфильтрационно-сегрегационном льду в торфе, такие содержания обусловлены атмосферным источником вод и быстрым промерзанием.

Текстурообразующий сегрегационный лед в криотурбированном торфе в районе с. Газ-Сале имеет высокие содержания CH_4 , CO_2 , H_2 . Содержание CH_4 в торфе превышает предел его растворимости в воде, что является показателем его внутригрунтового генезиса. Более глубокий синкриогенный льдистый торф на глубине 2 м имеет большее содержание CH_4 и меньшее CO_2 , чем торф с глубины 0,5–0,6 м, что свидетельствует об отсутствии протаивания и меньшей аэрации синкриогенного торфа (табл. 1). Источником парниковых газов является органическое вещество, разлагающееся в переменных аэробных и анаэробных условиях под действием бактерий.

Термокарстово-полостной лед имеет в своем составе включения органики (рис. 3), но содержания CH_4 и CO_2 во льду незначительны, это связано с по-

ступлением газа из торфа и миграцией из полости протаивания в атмосферу до промерзания.

Шлиры в инфильтрационно-сегрегационном льду с включениями торфа имеют малую газонасыщенность и



низкие концентрации парниковых газов. Лед имеет схожий состав с термокарстово-полостным льдом.

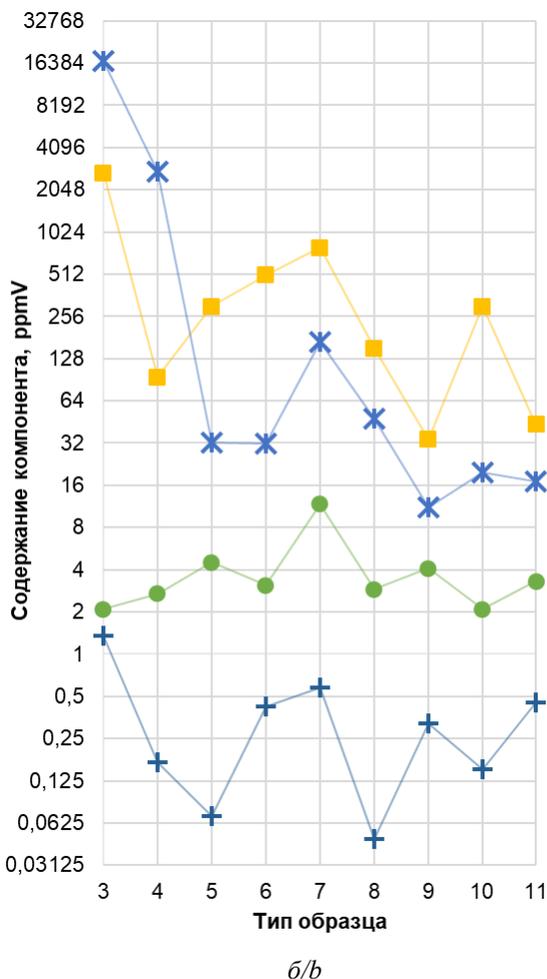


Рис. 5. Содержание углекислого газа, углеводородов и водорода в подземных льдах в % от объема анализируемого газа (а) и в миллионных долях от объема льда (б): 1 – атмосферный воздух [23]; 2 – ледник Купол Вавилова [18]; подземный лед на о. Белый (3 – сегрегационно-миграционный лед), на западном Ямале (4 – сегрегационно-миграционный клиновидный лед, 5 – сегрегационный пластовый лед), на севере п-ва Гыдан (6 – инфильтрационно-сегрегационный лед), на Севере Пур-Тазовского междуречья (7 – сегрегационный лед в торфе, 8 – термокарстово-полостной лед, 9 – инфильтрационно-сегрегационный лед, 10 – росток повторно-жильного льда, 11 – повторно-жильный лед)

Fig. 5. Content of carbon dioxide, hydrocarbons and hydrogen in underground ice in % of the analyzed gas volume (a) and in ppmV of the ice volume (b): 1 – atmospheric air [23]; 2 – glacial ice of Vavilov's Dome [18]; underground ice on the Bely island (3 – segregated-migration ice), in western Yamal (4 – segregated-migration wedge-shaped ice, 5 – segregated massive ice), in the north of the Gydan Peninsula (6 – infiltrated-segregated ice), in the North of the Pur-Taz interfluve (7 – segregated ice in peat, 8 – closed-cavity ice, 9 – infiltrated-segregated ice, 10 – young ice wedge, 11 – wedge ice)

В ростке повторно-жильного льда, имеющей незначительные включения органики, выявлены высокие концентрации CO₂ относительно атмосферы, но обнаружен He атмосферного генезиса. Высокие концентрации CO₂ связаны с формированием жилы из талых снеговых вод, в которых содержание CO₂ повышено вследствие увеличения его растворимости при низких температурах.

Повторно-жильный лед не имеет видимых включений органики в своем составе, в нем не обнаружены высокие концентрации парниковых газов и угле-

водородов. Однако содержание CH₄ и CO₂ значительно выше, чем в атмосфере. Содержания CH₄ до 20 ppmV обусловлены поступлением в жилу талых вод, насыщенных органическими веществами и газами из торфа. Состав льда жилы сильно отличается от состава газа в повторно-жильных льдах верхнего течения р. Колыма [19], в котором содержание CO₂ достигало 10,6 %. Различия обусловлены не только разными методами отбора проб газа, но и условиями залегания льдов.

На основе полученных данных авторами проведен анализ и сравнение методов определения содержания газов во льдах. Проведена оценка воспроизводимости и сопоставимости методов термовакuumной дегазации и «headspace» при исследовании льдов и мерзлых от-

ложений в разрезе торфяника в районе с. Газ-Сале (табл. 2). Результаты опробования методом «headspace» содержания метана в 3–70 раз завышены, по сравнению с методом термовакuumной дегазации.

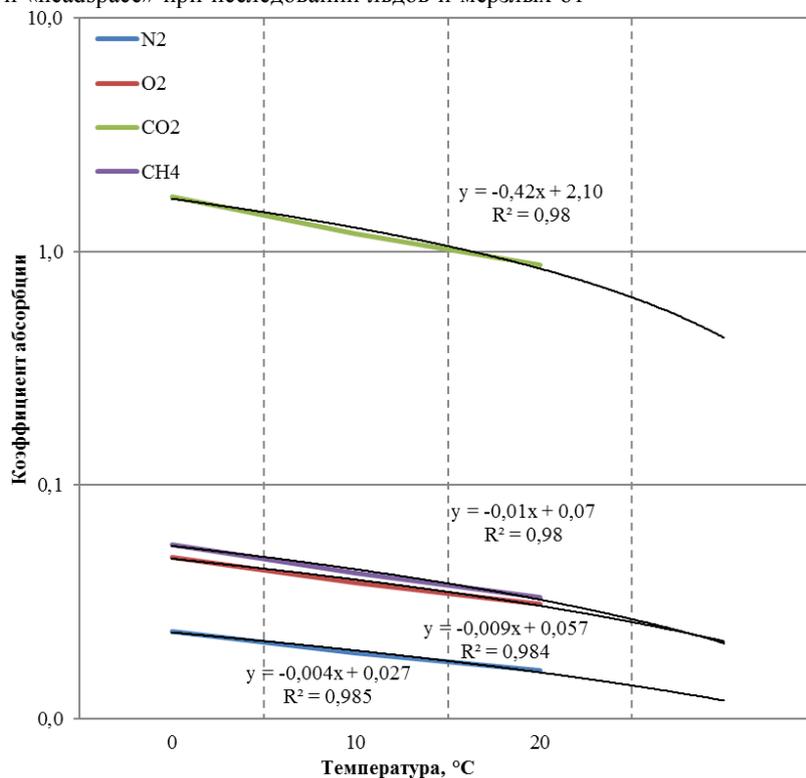


Рис. 6. Уменьшение растворимости газов в воде при повышении температуры [22]

Fig. 6. Reducing the solubility of gases in water with increasing temperature according to reference data [22]

При дальнейшем изучении растворимостей газов в воде установлено, что растворимость углекислого газа при 0 °C в 30–70, а при 20 °C в 30–55 раз выше, чем растворимость N₂, O₂ и CH₄ (рис. 6).

Таблица 2. Содержание CH₄ в подземных льдах и мерзлом торфе в районе с. Газ-Сале, ppmV

Table 2. CH₄ content in ground ice and frozen peat in the area of Gas-Sale village, ppmV

Тип льда Ice type	Значение Value	Метод дегазации Degassing method	
		«headspace» [31]	Термовакuumная дегазация Thermal vacuum degassing
Сегрегационный лед в торфе Segregated ice in peat	Мин/Min Макс/Max	1832 10509	98 222
Термокарстово-полостной лед Closed-cavity ice	Мин/Min Макс/Max	0	19,7 75,3
Инфильтрационно-сегрегационный лед Infiltrated-segregated ice	Мин/Min Макс/Max	90 774	11,1
Росток повторно-жильного льда Young ice wedge	–	94	19,9
Повторно-жильный лед Ice wedge	–	54	17,0

Следовательно, при использовании метода «headspace» в значительной степени будут занижены концентрации углекислого газа (примерно в 40 раз), так как его растворимость значительно больше. Другими словами, если проводить экстракцию методом «headspace» и измерять только содержание метана, то его концентрация будет завышена, по причине того, что метан будет первым экстрагироваться из воды, а углекислый газ и значительная часть кислорода будет оставаться в растворенной форме.

Заключение

Установлено, что газ, заключенный в многолетне-мерзлых отложениях и подземных льдах, по содержанию азота и кислорода близок к атмосферному. Во льдах и мерзлом торфе выявлены большие вариации содержания метана от 4 до $1,7 \cdot 10^4$ ppmV и углекислого газа от 7 до $2,7 \cdot 10^3$ ppmV, которые связаны с различными условиями для продуцирования и накопления парниковых газов в мерзлой толще.

Установлено преобладание содержаний углекислого газа над метаном в сегрегационных и повторно-жильных льдах. Максимальные концентрации метана (от $1,1 \cdot 10^3$ до $1,7 \cdot 10^4$ ppmV) обнаружены в сегрегационно-миграционных льдах бугра пучения и клиновидных льдах. Избыток метана в приповерхностных

сегрегационно-миграционных льдах связан с его поступлением из оттаивавшей мерзлой толщи и промерзанием в замкнутой системе.

Установлены высокие содержания углекислого газа (до $1,1 \cdot 10^3$ ppmV) и метана (до 222 ppmV) в сегрегационном льду в торфе, источником этих газов является органическое вещество, разлагающееся в переменных аэробных и анаэробных условиях под действием бактерий, поэтому торфяники являются значительным источником поступления углекислого газа в атмосферу.

Проведена оценка воспроизводимости и сопоставимости методов термовакuumной дегазации и «headsрace» при исследовании льдов и мерзлых отложений в разрезе торфяника в районе с. Газ-Сале. Установлено, что концентрации метана при опробовании методом «headsрace» завышены в 3–70 раз по сравнению с величинами, определенными методом термовакuumной дегазации. Методом «headsрace» получают завышенные содержания метана, это обу-

словлено его низкой растворимостью и преобладанием в форме нерастворенных пузырьков. Углекислый газ и часть кислорода остаются растворены в воде и не переходят в пробу газа; концентрации углекислого газа будут занижены примерно в 40 раз. Следовательно, данных о содержании газа, определенного методом «headsрace», недостаточно для оценки объемов эмиссии парниковых газов, поскольку эти величины характеризуют качественный состав газа в пузырьках.

Оценку содержаний парниковых газов во льдах необходимо проводить только по результатам комплексного анализа газового состава – изучения содержаний атмосферных и парниковых газов. Также необходимо оценивать объемную долю газа в образце льда. Метод термовакuumной дегазации позволяет более достоверно рассчитать и оценить объемы поступления газов из оттаивающих мерзлых толщ. Наиболее информативными являются данные о составе газа в пузырьках и в растворенной форме.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bender M., Sowers T., Brook Ed. 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. Stevenard // Nature. – 1999. – V. 399. – P. 429–436.
3. The long-term ice core record of CO₂ 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 25.02.2021).
4. Abrams M.A. Evaluation of near-surface gases in marine sediments to assess subsurface petroleum gas generation and entrapment // Geosciences. – 2017. – V. 7 (2). DOI: 10.3390/geosciences7020035.
5. Bernard B.V., 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.
6. Химический, изотопный и газовый состав однолетнего морского льда по данным кернов дрейфующих станций БАРНЕО за 2013–2015 гг. / А.И. Кизяков, И.Д. Стрелецкая, А.В. Савенко, И.А. Крайнюкова, И.В. Токарев // Лёд и Снег. – 2019. – Т. 59. – С. 363–376. – DOI: 10.15356/2076-6734-2019-3-387.
7. Whiticar M.J., Faber E., Schoell M. Biogenic methane formation in marine and freshwater environments: CO₂ reduction vs. acetate fermentation-Isotope evidence // Geochimica et Cosmochimica Acta – 1986. – V. 50. – P. 693–709.
8. Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane // Chemical Geology – 1999. – V. 161. – P. 291–314.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. Climate change and the permafrost carbon feedback / E.A.G. Schuur, A.D. McGuire, C. Schaedel, G. Grosse, J.W. Harden, D.J. Hayes, G. Hugelius, C.D. Koven, P. Kuhry, D.M. Lawrence, S.M. Natali, D. Olefeldt, V.E. Romanovsky, K. Schaefer, M.R. Turetsky, C.C. Treat, J.E. Vonk // Nature. – 2015. – V. 520. – P. 171–179.
13. Метан в подземных льдах и мерзлых четвертичных отложениях Западного Ямала / А.А. Васильев, И.Д. Стрелецкая, В.П. Мельников, Г.Е. Облогов // Доклады Академии наук. – 2015. – Т. 465. – С. 604–607. DOI: 10.7868/S0869565215350236.
14. Метан в подземных льдах и мерзлых отложениях на побережье и шельфе Карского моря / И.Д. Стрелецкая, А.А. Васильев, Г.Е. Облогов, П.Б. Семенов, Б.Г. Ванштейн, Е.М. Ривкина // Лёд и Снег. – 2018. Т. – 58. – С. 65–77. DOI: 10.15356/2076-6734-2018-1-65-77.
15. Задорожная Н.А., Облогов Г.Е., Васильев А.А. Содержание метана в мерзлых и оттаивающих породах в ландшафтах западного побережья полуострова Ямал // Устойчивость природных и технических систем в криолитозоне: всероссийская конференция с международным участием. – Якутск: Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН, 2020. – С. 263–267.
16. 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.
17. Greenhouse gas production in degrading ice-rich permafrost deposits in northeastern Siberia / J. Walz, Ch. Knoblauch, R. Tigges, Th. Opel, L. Schirmeister, E.-M. Pfeiffer // Biogeosciences. – 2018. – V. 15. – P. 5423–5436. DOI: 10.5194/bg-15-5423-2018
18. 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.
19. Васильчук А.К., Васильчук Ю.К. Состав иммобилизованных (защемленных) газов и спорово-пыльцевые остатки в торфяниках Сеймчано-Буюндинской впадины // Арктика и Антарктика. – 2018. – № 4. – С. 1–15. DOI: 10.7256/2453-8922.2018.4.28527.
20. 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.
21. Гидрохимический состав и редкоземельные элементы в полигонально-жилых льдах ключевых районов криолитозоны Карского региона / В.И. Бутаков, Е.А. Слагода, Я.В. Тихонравова, О.Л. Опокина, И.В. Томберг, Н.А. Жученко // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ге-

- ресурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 78–91. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2483.
22. Коленко Е.А. Технология лабораторного эксперимента: справочник. – СПб.: Политехника, 1994. – 629 с.
 23. CRC handbook of chemistry and physics. 77th ed. / Ed. by D.R. Lide. – Boca Raton, USA: CRC Press, 1996. – 2496 p.
 24. Особенности формирования ресурсов и химического состава воды озер восточного побережья Байкала / Е.Г. Перязева, А.М. Плюснин, С.З. Гармаева, Р.Ц. Будаев, Д.И. Жамбалова // География и природные ресурсы. – 2016. – № 5. – С. 49–59.
 25. Некоторые итоги мониторинга парниковых газов в арктическом регионе России / К.Л. Антонов, В.А. Поддубный, Ю.И. Маркелов, А.Г. Бувевич, А.Н. Медведев, И.Л. Манжуров // Арктика: экология и экономика. – 2018 – № 1. – С. 56–67. DOI: 10.25283/2223-4594-2018-1-56-67.
 26. Шакиров Р.Б., Сырбу Н.С., Обжиров А.И. Распределение гелия и водорода в отложениях и воде на склоне о. Сахалин // Литология и полезные ископаемые. – 2016. – № 1. – С. 68–81. DOI: 10.7868/S0024497X16010067.
 27. Геокриология СССР. Западная Сибирь / под ред. Э.Д. Ершова. – М.: Недра, 1989. – 454 С.
 28. Криолитологическое 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.
 29. Особенности формирования гидрокимического 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.
 30. 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: ИЭК СО РАН, 2021. – С. 55–57.
 31. Гетерогенное строение полигонально-жильных льдов в торфяниках Пур-Тазовского 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.
 32. Organic matter chemistry controls greenhouse gas emissions from permafrost peatlands / S. Sjögersten, S. Caul, T.J. Daniell, A.P.S. Jurd, O.S. O'Sullivan, C.S. Stapleton, J.J. Titman // Soil Biology and Biochemistry. – 2016. – V. 98. – P. 42–53. DOI: 10.1016/j.soilbio.2016.03.016.
 33. Крицук Л.Н. Подземные льды Западной Сибири. – М.: Научный мир, 2010. – 352 с.

Поступила 22.09.2021 г.

Информация об авторах

Бутаков В.И., ведущий инженер Аналитической лаборатории физики, химии и механики мерзлых грунтов НИПИ «Нефтегазпроект», Тюменский индустриальный университет.

Слагода Е.А., доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории Комплексных методов изучения криогенных геосистем Института криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН; ведущий научный сотрудник, Тюменский индустриальный университет.

Тихонравова Я.В., кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории Общей геокриологии Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН.

UDC 551.34:550.46

CONTENT AND COMPOSITION OF ATMOSPHERIC AND GREENHOUSE GASES IN UNDERGROUND ICE OF DIFFERENT GENESIS

Vladislav I. Butakov¹,
vladbutakov@yahoo.com

Elena A. Slagoda^{2,1},
eslagoda@ikz.ru

Yana V. Tikhonravova³,
tikh-jana@yandex.ru

¹ Tyumen Industrial University,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

² Earth Cryosphere Institute, Tyumen scientific centre SB RAS,
86, Malygin street, Tyumen, 625000, Russia.

³ Melnikov Permafrost Institute SB RAS,
36, Merzlotnaya street, Yakutsk, 677010, Russia.

The relevance. The greenhouse effect is often associated with methane and carbon dioxide emission from the thawing gas-saturated icy deposits. The relationship between the increase in concentrations of greenhouse gases in the atmosphere and their content in underground ice and frozen deposits has not been sufficiently studied. Different and incomparable methods of gas sampling from frozen deposits and ice are used to assess the content of gases in sediments and ice, the volume of gases entering the atmosphere. When generalizing the data on carbon emissions in the Arctic zone, it is necessary to take into account both the methods of determining the content and composition of gases and the different chemical composition, the presence of organic and mineral inclusions in genetic types of underground ice.

The aim of the research is to determine the results of different methods of gas sampling from ice and to establish the relationship between the content and composition of gases in common genetic types of ground ice.

Objects: genesis types of ice (segregated, closed-cavity, and ice wedge), icy frozen deposits of the north of Western Siberia: on the Bely island, on Western Yamal, on the north of Gydan and the Pur-Taz interfluvium, collected in expeditions of the Earth Cryosphere Institute, Tyumen scientific center SB RAS in 2014–2019.

Research methods and interpretation of chemical composition. The thermal vacuum degassing method and the «headspace» method were used for gas extraction from frozen monoliths and ice. The thermal vacuum degassing method in laboratory conditions with the determination of the gas volume in the ice sample was used as a reference. The method of gas chromatography was applied to determine the composition of atmospheric and greenhouse gases. Gas content in ice and gas content in frozen peat that contains gas in the atmosphere, and the values of the gas solubility in water were compared. The correlation analysis of the gas content in common types of underground ice, as well as frozen peat, was carried out.

Results. It was established that gas entrapped in ground ice and frozen peat was similar to atmospheric gas in terms of the relative content of nitrogen and oxygen. It was found out the large variations in methane content from 4 to $1,7 \cdot 10^4$ ppmV and carbon dioxide from 7 to $2,7 \cdot 10^3$ ppmV in samples are associated with different conditions for production and accumulation of greenhouse gases in the permafrost. The prevalence of carbon dioxide content over methane in segregated ice and ice wedge was established, and maximum methane concentrations (from $1,1 \cdot 10^3$ to $1,7 \cdot 10^4$ ppmV) in segregated-migration ice of heaving mound and wedge-shaped ice. An excess of methane in the near-surface segregated-migration ice is associated with its accumulation in thawed talik deposits and subsequent ice formation during freezing in a closed system. High concentrations of carbon dioxide (up to $1,1 \cdot 10^3$ ppmV) and methane (up to 222 ppmV) in segregated ice in peat were found; their source is organic matter degradation under variable aerobic and anaerobic conditions under the action of bacteria. As a result, the peatlands are a significant source of carbon dioxide emissions into the atmosphere. Assessing reproducibility and comparability of the methods of thermal vacuum degassing and «headspace» was carried out in the study of ice and frozen sediments in the cross section of peat bog in the area of the village Gaz-Sale. It was found that methane concentrations during testing by the «headspace» method are overestimated by 3–70 times in comparison with the values determined by the method of thermal vacuum degassing. This is due to the low solubility of methane and its predominance in bubbles, while carbon dioxide and some oxygen remain dissolved in water and do not pass into the gas sample. Consequently, the data on the gas content determined by the «headspace» method is insufficient to estimate the volumes of greenhouse gas emissions, since these values characterize the qualitative composition of the gas in the bubbles. Thermal vacuum degassing method allows calculating and estimating the volumes of gas receipts from thawing permafrost.

Key words:

Greenhouse gases, ground ice, biogenic methane, gas-saturated deposits, thermal vacuum degassing method, «headspace» method.

REFERENCES

- Bender M., Sowers T., Brook Ed. Gases in ice cores. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 1997, vol. 94, pp. 8343–8349.
- 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.
- Raynaud D., Beeman J.Ch., Chappellaz J., Parrenin F., Shin J. The long-term ice core record of CO₂ 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. Abrams M.A. Evaluation of near-surface gases in marine sediments to assess subsurface petroleum gas generation and entrapment. *Geosciences*, 2017, vol. 7. DOI: 10.3390/geosciences7020035.
 5. 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.
 6. Kizyakov A.I., Streletskaia I.D., Savenko A.V., Kraynyukova I.A., Tokarev I.V. Chemical, isotopic and gas composition of the first-year sea ice in 2013–2015 from the data of cores taken at the BARNEO drifting stations. *Ice and Snow*, 2019, no. 3, pp. 363–376. In Rus. DOI: 10.15356/2076-6734-2019-3-387.
 7. Whiticar M.J., Faber E., Schoell M. Biogenic methane formation in marine and freshwater environments: CO₂ reduction vs. acetate fermentation-Isotope evidence. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1986, vol. 50, pp. 693–709.
 8. Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chemical Geology*, 1999, vol. 161, pp. 291–314.
 9. 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.
 10. 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.
 11. 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.
 12. Schuur E.A.G., McGuire A.D., Schaedel C., Grosse G., Harden J.W., Hayes D.J., Hugelius G., Koven C.D., Kuhry P., Lawrence D.M., Natali S.M., Olefeldt D., Romanovsky V.E., Schaefer K., Turetsky M.R., Treat C.C., Vonk J.E. Climate change and the permafrost carbon feedback. *Nature*, 2015, vol. 520, pp. 171–179.
 13. Vasiliev A.A., Streletskaia I.D., Melnikov V.P., Oblogov G.E. Methane in ground ice and frozen Quaternary deposits of Western Yamal. *Doklady Earth Sciences*, 2015, vol. 465, pp. 1289–1292. DOI: 10.1134/S1028334X15120168.
 14. Streletskaia I.D., Vasiliev A.A., Oblogov G.E., Semenov P.B., Vanshtein B.G., Rivkina E.M. Methane in ground ice and frozen sediments in the coastal zone and on the shelf of Kara sea. *Ice and Snow*, 2018, vol. 58, pp. 65–77. In Rus.
 15. Zadorozhnaya N.A., Oblogov G.E., Vasiliev A.A. Soderzhanie metana v merzlykh i ottavayushchikh porodakh v landshaftakh zapadnogo poberezhya poluostrova Jamal [Methane content in the frozen and thawing ground and methane fluxes of Marre-Sale station landscapes (Yamal peninsula)]. *Ustoychivost prirodnykh i tekhnicheskikh sistem v kriolitozone. Vserossiyskaya konferentsiya s mezhdunarodnym uchastiem* [Environmental and infrastructure integrity in permafrost regions. Proceedings of the All-Russian Conference with International Participation]. Yakutsk, Permafrost Institute SB RAS Press, 2020. pp. 263–266.
 16. Kraev G., Schulze E.-D., Yurova A., Kholodov A., Chuvilin E., Rivkina E. Cryogenic displacement and accumulation of biogenic methane in frozen soils. *Atmosphere*, 2017, vol. 8. Available at: <https://doi.org/10.3390/atmos8060105> (accessed 25 February 2021).
 17. Walz J., Knoblauch Ch., Tigges R., Opel Th., Schirrmeyer L., Pfeiffer E.-M. Greenhouse gas production in degrading ice-rich permafrost deposits in northeastern Siberia. *Biogeosciences*, 2018, vol. 15, pp. 5423–5436. DOI: 10.5194/bg-15-5423-2018
 18. 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.
 19. Vasilchuk A.C., Vasilchuk Y.K. The composition of trapped gases and pollen in the polygonal peat Seymchan-Buyunda depression. *Arctic and Antarctica*, 2018, no. 4, pp. 1–15. In Rus. DOI: 10.7256/2453-8922.2018.4.28527.
 20. 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
 21. Butakov V.I., Slagoda E.A., Tikhonravova Y.V., Opokina O.L., Tomberg I.V., Zhuchenko N.A. Hydrochemical composition and rare-earth elements in polygonal wedge ice of the Kara region cryolitozone key area. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 78–91. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2483. In Rus.
 22. Kolenko E.A. *Tekhnologiya laboratornogo eksperimenta: spravochnik* [Laboratory experiment technology: handbook]. St. Petersburg, Politekhnik Publ., 1994. 629 p.
 23. Lide D.R. *CRC handbook of chemistry and physics*. 77th ed. Boca Raton, CRC Press, 1996. 2496 p.
 24. Peryazeva E.G., Plyusnin A.M., Garmaeva S. Z., Budaev R. Ts., Zhambalova D. I. Features of the formation of chemical composition of lake waters along the eastern shores of Baikal. *Geography and Natural Resources*, 2016, no. 5, pp. 49–59. In Rus.
 25. Antonov K.L., Markelov Y.I., Markelov Y.I., Buevich A.G., Medvedev A.N., Manzhurov I.L. Some results of greenhouse gases monitoring in the Arctic region of Russia. *Arctic: Ecology and Economy*, 2018, vol. 29, no. 1, pp. 56–67. In Rus. DOI: 10.25283/2223-4594-2018-1-56-67.
 26. Shakirov R.B., Syrbu N.S., Obzhairov A.I. Distribution of helium and hydrogen in sediments and water on the Sakhalin slope. *Lithology and Mineral Resources*, 2016, vol. 51, pp. 61–73.
 27. *Geokriologiya SSSR. Zapadnaya Sibir* [Geocryology of the USSR. Western Siberia]. Ed. by E.D. Ershov. Moscow, Nedra Publ., 1989. 454 p.
 28. 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.
 29. 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.
 30. Butakov V.I., Slagoda E.A. Svyaz khimicheskogo sostava s usloviyami formirovaniya linzovidnogo plastovogo lda 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, 2021. pp. 55–57.
 31. 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.
 32. Sjögersten S., Caul S., Daniell T.J., Jurd A.P.S., O'Sullivan O.S., Stapleton C.S., Titman J.J. Organic matter chemistry controls greenhouse gas emissions from permafrost peatlands. *Soil Biology and Biochemistry*, 2016, vol. 98, pp. 42–53. DOI: 10.1016/j.soilbio.2016.03.016.
 33. Kritsuk L.N. *Podzemnye ldy Zapadnoy Sibiri* [Ground ice of West Siberia]. Moscow, Nauchny Mir Publ., 2010. 352 p.

Received: 22 September 2021.

Information about the authors

Vladislav I. Butakov, lead engineer, Analytical laboratory of physics, chemistry and mechanics of frozen soils, scientific research and design institute «Neftegazproekt», Tyumen Industrial University.

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

Yana V. Tikhonravova, Cand. Sc., researcher, Melnikov Permafrost Institute SB RAS.

УДК 504.064

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ПОРОДНЫХ ОТВАЛОВ ГОРНОПРОМЫШЛЕННЫХ АГЛОМЕРАЦИЙ

Высоцкий Сергей Павлович¹,
sp.vysotsky@gmail.com

Козырь Дмитрий Александрович²,
kozyr.dmitriy@gmail.com

¹ Донбасская национальная академия строительства и архитектуры,
Украина, 286123, г. Макеевка, ул. Державина, 2.

² Донецкий национальный технический университет,
Украина, 283001, г. Донецк, ул. Артема, 58.

Актуальность. На данный момент на территории Донбасса находится около 600 породных отвалов. Их горение приводит к выбросам сероводорода, диоксида серы и других парниковых газов в атмосферу. Важной экологической задачей является предотвращение образования эндогенных очагов на отвалах угольных шахт и уменьшение загрязнения атмосферы.

Цель: совершенствование мониторинга уровня экологической опасности отвалов угольных шахт, находящихся в горнопромышленных агломерациях для своевременной локализации и предотвращения образования очагов горения на породных отвалах.

Объект: породные отвалы угольных шахт.

Методы: применение теории подобия и анализа размерностей между породным отвалом и атмосферой с учетом дополнения Хантли; натурные и лабораторные исследования влияния условий и расстояния тепловизионной съемки, скорости ветра на фиксируемую энергетическую светимость; исследования выбросов токсичных газов при горении породного отвала.

Результаты. Моделирование основных теплофизических характеристик между очагом тепловыделения на породном отвале угольной шахты и тепловизором позволило описать их уравнением критериального вида. Экспериментальными исследованиями установлено, что при увеличении расстояния тепловизионной съемки снижается фиксируемая энергетическая светимость. Зависимость энергетической силы света от ракурса тепловизионной съемки в интервале углов 0–60° соответствует закону Ламберта. Установлено, что температурный контраст между тепловизором и очагом тепловыделения обратно пропорционален дистанции тепловизионной съемки в степени 1,81. Экспериментально обоснован процесс образования сероводорода на породных отвалах. Установлено, что повышение концентрации одного из самых токсичных компонентов выбросов горящего породного отвала – сероводорода, находится в степенной зависимости от относительной влажности атмосферного воздуха. Обоснована эффективность экологического мониторинга породных отвалов с применением дистанционных способов контроля – тепловизоров и дистанционно-пилотируемых летательных аппаратов. Применение дистанционного тепловизионного мониторинга уровня экологической опасности породных отвалов с использованием дистанционно-пилотируемых летательных аппаратов и достоверного определения выбросов в атмосферный воздух при горении породных отвалов снижает стоимость работ по сравнению с действующей контактной методикой в 5 раз.

Ключевые слова:

Экологический мониторинг, породный отвал, очаг самовозгорания, тепловизор, контроль теплового состояния, дистанционные методы.

Введение

С опасностью возгорания породных отвалов (ПО) сталкиваются многие горнодобывающие страны мира (Россия, Китай, Германия, США) [1]. После окончания эксплуатации в ПО процессы горения могут продолжаться более 10 лет [2]. Проблема горящих ПО актуальна и для Донбасса. Так, например, в Луганской Народной Республике закладировано более 1500 млн т отходов промышленности, что составляет 110 тыс. т на км² территории [3].

Поскольку ПО расположены в промышленных агломерациях, в ряде случаев их санитарно-защитная зона (СЗЗ) не выдержана и содержит жилую застройку [4]. Выбросы при горении ПО содержат NO₂, SO₂ и H₂S, CO, CO₂, NH₃, HCl, моноароматические углеводороды, бензол, тяжелые металлы (Hg, As, Pb, Se) [5]. Исследования выбросов при горении ПО в Польше показали, что концентрации CH₄ и CO₂ в среднем составляют 42,7 и 7160 ppm соответственно. Эти уровни являются вредными для здоровья и показывают,

что горение ПО может быть опасным и в течение нескольких лет после окончания его эксплуатации. В очагах горения концентрации достигают 5640 ppm CH₄ и 51976 ppm CO₂ [6]. Анализ газовых компонентов выбросов в атмосферу от горящих ПО в Австралии показал, что выбросы диоксида углерода составляют от 12 до 8200 кг/м² поверхности отвала в год [7]. Известно, что горение одной тонны породных отвалов генерирует 99,7 кг CO; 0,61 кг H₂S; 0,03 кг NO_x; 0,84 кг SO₂ и 0,45 кг пыли [8].

При определенных условиях могут произойти взрывы горящих ПО. В 1966 г. в г. Димитров произошел взрыв горящего ПО, в результате которого часть горящей породы попала на населенный пункт. Такие же явления произошли на нескольких угольных шахтах в Китайской Народной Республике, в регионах с длительными проливными дождями [9]. На текущий момент в ДНР горящими являются 140 ПО. В Ростовской области в состоянии горения находится более 40 отвалов [10].

Процесс самовозгорания ПО зависит от внутренних и внешних факторов, таких как петрологический состав, влажность и сернистость породы, температура окружающей среды и т. д. Кроме этого, при расположении ПО в зоне с высокой проницаемостью, связанной с участками пониженного рельефа, могут возникнуть благоприятные условия для попадания газов в тело ПО и его дальнейшего самовозгорания [11].

Одним из таких горящих ПО Донбасса является породный отвал шахты «Октябрьский рудник». Расчет рассеивания выбросов горящего ПО шахты «Октябрьский рудник», выполненный в программе ЭОЛ-2000, показал превышение нормативов по сероводороду на границе расположения СЗЗ (3 максимальных разовых предельно допустимых концентраций (ПДК)) и на местонахождении селитебной территории (рис. 1). Также на рис. 1 приведены изолинии максимальных концентраций сероводорода в долях ПДК.



Рис. 1. Результаты расчёта рассеивания сероводорода при горении породного отвала шахты «Октябрьский рудник» (2,92; 3,06; 4,36; 5,67; 6,87 – максимальные концентрации сероводорода в долях ПДК)

Fig. 1. Results of hydrogen sulfide dispersion during combustion of the dump of the Oktyabrsky mine (2,92; 3,06; 4,36; 5,67; 6,87 – maximum concentration of hydrogen sulfide in fractions of maximum permissible concentrations)

Методы и технологии борьбы с эндогенными пожарами на ПО делятся на категории: охлаждение ПО инертными газами; технологии тушения с антипирогенными добавками; технология земляных работ (обшивка, разборка и др.); технология экранирования с помощью абсорбционных траншей и контролируемое дожигание [12].

Применение своевременного мониторинга теплового состояния ПО позволит локализовать очаги самовозгорания и применить необходимые мероприятия по ликвидации очагов на ранней стадии горения. Проведение мониторинга уровня экологической безопасности ПО позволит снизить выбросы вредных

веществ в атмосферу и повысит уровень экологической безопасности горнопромышленных агломераций.

Мониторинг уровня экологической безопасности ПО может проводиться дистанционным и контактным способом. Тепловизионная техника и самолеты для целей экологического мониторинга ПО впервые были использованы в 60-е гг. XX в. в США [13]. Тепловизионная техника также применялась для оценки теплового состояния ПО в Китае и Индии [14, 15]. Исследователями на горящих ПО Верхнесилезского угольного бассейна в Польше были проведены натурные исследования, состоящие из серии измерений с применением тепловизионной камеры и дистанционно-пилотируемых летательных аппаратов (ДПЛА), а также контактных измерений. Использование только одного типа данных (точечные контактные измерения или тепловизионные изображения) сильно ограничивает возможности достоверного распознавания очагов самовозгорания [16].

При использовании спутниковых данных исследователями был предложен индекс интенсивности самовозгорания (SHI – self-heating intensity index), основанный на максимальном и минимальном значениях, взятых из спутниковых тепловых карт горящих отвалов угольных шахт. Индекс позволяет классифицировать пожары на ПО по уровням тепловой интенсивности, а именно экстремальный (>7), продвинутый (3–7), средний (3–1,5), начальный (1,5–1), без активности (<1) [17].

Исследования теплового состояния отвалов с применением спутникового мониторинга выявили основные недостатки этого метода – снижение периодичности мониторинга из-за наличия облачности, эффективность при измерении температуры только больших пожаров и низкая разрешительная способность теплового сканирования [18, 19].

В настоящее время контроль уровня экологической опасности ПО в Донецкой Народной Республике и Российской Федерации проводится контактным способом с применением термопар. Недостатки этого метода (невозможность провести измерения температуры в очаге горения, не фиксируются очаги размером до 10 м и т. д.) приводят к определению выбросов загрязняющих веществ по грубым данным [20].

Используемые в настоящее время дистанционные методы теплового контроля ПО не учитывают влияние условий и расстояния съёмки, теплопроводимых свойств породы и атмосферы. Таким образом действующие методы дистанционного контроля не позволяют достоверно выявлять температурное состояние ПО [21].

Целью работы является повышение экологической безопасности породных отвалов за счёт их мониторинга с применением дистанционных методов.

Материалы и методы

В результате проведённых исследований основных параметров взаимодействия между очагом теплового деления на поверхности ПО и атмосферой с применением теории подобия и анализа размерностей с учётом дополнения Хантли получено уравнение крите-

риального вида, характеризующее теплообмен между поверхностью ПО и атмосферой [22]:

$$\text{Nu}_a = \text{Nu}_n^{0,5} \left(\frac{\lambda_n d}{\lambda_a L} \right)^{0,83},$$

$$\text{Nu}_a = \frac{\alpha_a L}{\lambda_a},$$

$$\text{Nu}_n = \frac{\alpha_n d}{\lambda_n}.$$

где Nu_a – критерий Нуссельта, характеризующий количество теплоты от очага на поверхности ПО в атмосфере; Nu_n – критерий Нуссельта, характеризующий тепловой поток к породе; α_a – фиксируемый коэффициент теплоотдачи в атмосферу, Дж/(м²·К·с); α_n – коэффициент теплоотдачи к породе, Дж/(м²·К·с); L – дистанция между очагом тепловыделения и тепловизором, м; λ_a, λ_n – коэффициент теплопроводности атмосферы и породы соответственно, Дж/(м²·К·с); d – эквивалентный диаметр очага тепловыделения, м.

Критерий Нуссельта, характеризующий количество теплоты от очага на поверхности ПО в атмосферу, прямо пропорционален квадратному корню из критерия Нуссельта, который характеризует тепловой поток к поверхности ПО и зависит от теплопроводных свойств породы и атмосферы [22].

Температурный контраст (ΔT) между температурой, фиксируемой тепловизором (T_a , К), и температурой очага самовозгорания (T_n , К) будет равен:

$$\alpha_a = \sigma(T_n^4 - T_a^4),$$

$$\Delta T = T_n - T_a,$$

где σ – постоянная Стефана–Больцмана (Дж·с⁻¹·м⁻²·К⁻⁴).

$$\Delta T = \frac{\left(\frac{\alpha_n d}{\lambda_n} \right)^{0,5} \left(\frac{\lambda_n d}{\lambda_a L} \right)^{0,83} \lambda_a}{T_n^3 \left(1 + \left(\frac{T_a}{T_n} \right)^3 + \left(\frac{T_a}{T_n} \right)^2 + \frac{T_a}{T_n} \right) L \sigma}.$$

Влияние расстояния съемки, ракурса и скорости потоков воздуха на фиксируемую энергетическую светимость очага тепловыделения было экспериментально изучено в натуральных и лабораторных условиях.

При экспериментальных исследованиях в помещении устанавливали нагревательный прибор, к которому прикреплялся лист из стали и экраны разной формы и одной площади (0,5 м²). При исследованиях измеряли температуру и влажность воздуха в помещении, температуру нагревательного прибора контактным способом и тепловизором. При лабораторных исследованиях изменялась дистанция съемки (3–27 м), её ракурс (30°, 60°, 90°) и скорость воздуха (0,5–2,8 м/с). Измерения проводились с применением тепловизора Land Cyclops Ti-814 (рис. 2) [23].

Натурные исследования проводились с использованием тепловизионной камеры Fluke Ti-125 на ПО пяти шахт Донецкого региона: им. С.М. Кирова, «Октябрьский рудник», им. М.И. Калинина, им. В.И. Ленина и 13-бис (рис. 3).

При проведении исследований измерялась относительная влажность атмосферного воздуха и его температура, проводилось измерение скорости потоков воздуха, учитывалось альbedo поверхности ПО.

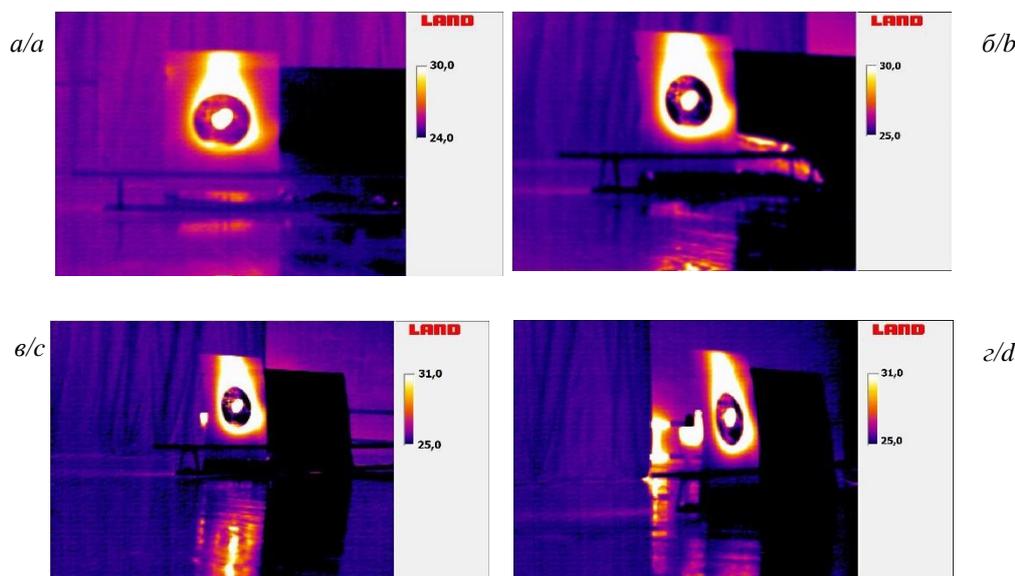


Рис. 2. Тепловизионные фотографии объекта тепловыделения при расстоянии 9 м и ракурсах съемки 90° (а), 60° (б), 45° (в), 30° (г)

Fig. 2. Thermal photographs of the heat release object at a distance of 9 m and shooting angles 90° (a), 60° (b), 45° (c), 30° (d)

Натурные исследования ПО проводились с четырех сторон с учетом ракурса съемки. На выявленных очагах тепловыделения выполнялась дополнительная съемка с изменением расстояния и ракурса. Также на очагах тепловыделения температура измерялась контактным спосо-

бом. При лабораторных и натуральных исследованиях было сделано более 220 измерений энергетической светимости (рис. 3). Используемые в исследованиях средства измерения были метрологически обеспечены. Результаты исследований были статистически обработаны [23].

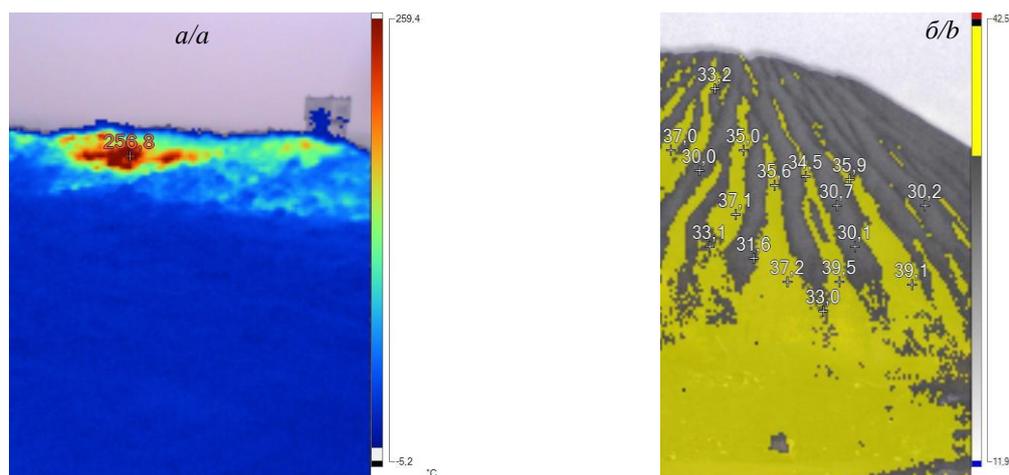


Рис. 3. Тепловизионные фотографии натурных исследований (а – ПО шахты «Октябрьский рудник»; б – ПО шахты 13-я бис)

Fig. 3. Thermal imaging photographs of field studies (a – the waste dump of the «Oktyabrsky mine»; b – the waste dump of the 13th bis mine)

Натурные исследования породных отвалов показали, что в местах ПО, подверженных эрозии, повышенные температуры составило от 0,9 до 6,1 °С относительно поверхности отвала. Установлено, что площадь участков поверхности породных отвалов с повышенной температурой составляет 20–25 % (рис. 3, б).

Результаты исследования

Проведенные экспериментальные исследования установили, что увеличение расстояния дистанционной съемки приводит к снижению фиксируемой энер-

гетической светимости очага тепловыделения по степенной зависимости (рис. 4).

Лабораторные исследования показали, что увеличение скорости потоков воздуха приводит к снижению фиксируемой энергетической светимости. Так, к уменьшению фиксируемой энергетической светимости на 29 % привело увеличение скорости воздуха до 2,8 м/с. Изменение фиксируемой энергетической светимости под влиянием скорости потоков воздуха согласуется с теоретическими основами.

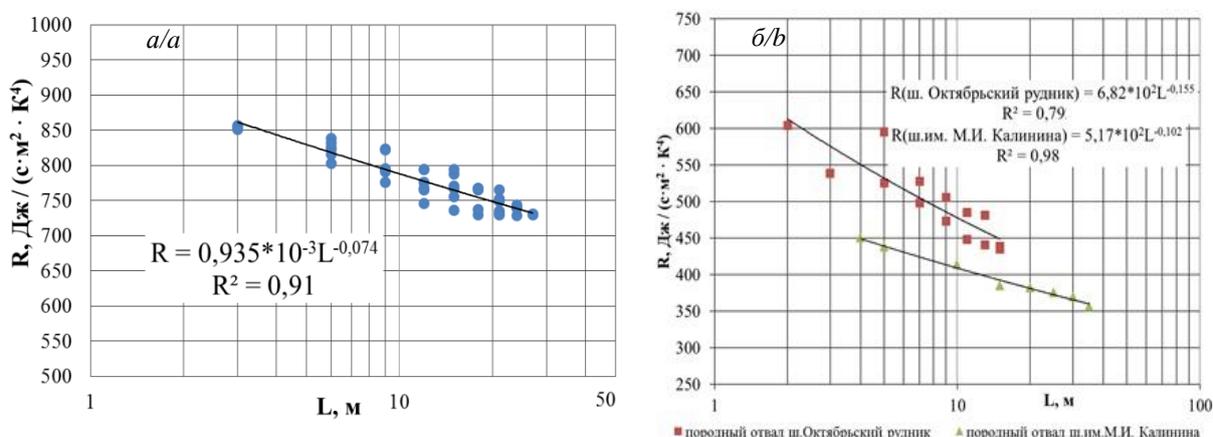


Рис. 4. Изменение фиксируемой энергетической светимости (R) в зависимости от расстояния съемки (L) при ракурсе 90° при лабораторных (а) и при натурных исследованиях (б)

Fig. 4. Change in fixed radiant luminosity (R) versus shooting distance (L) at an angle of 90° in laboratory (a) and in field studies (b)

Проведенные исследования показали, что зависимость энергетической силы света от ракурса тепловизионной съемки в интервале углов $0-60^\circ$ полностью соответствует закону Ламберта. Изменение ракурса тепловизионной съемки породных отвалов от 0° до 60° снижает фиксируемую энергетическую светимость очага тепловыделения до 50 %.

Сравнение фиксируемой энергетической светимости, полученной при использовании критериального уравне-

ния и при натурных исследованиях, показало их соответствие. Таким образом уравнение критериального вида адекватно (рис. 5) [22]. Установлено, что величина ΔT между тепловизором и очагом самонагрева при экспериментальных исследованиях обратно пропорциональна расстоянию съемки (L) в степени 1,81 (рис. 6).

Экспериментальные исследования на горящем ПО шахты им. М.И. Калинина позволили провести анализ выбросов загрязняющих веществ (рис. 7).

Исследования проводились с применением трубы, которая снижала воздействие разбавления выбросов при измерении концентраций токсичных газов. Измерения концентраций кислорода, оксидов азота, диоксида серы, оксида углерода, сероводорода и температуры газа проводились с использованием газоанализаторов ОКСИ-5М, TESTO-350XL, УГ-2 и измерителя скорости ИС-2. Анализ газовых выбросов был проведен на 26 очагах тепловыделения на поверхности породного отвала.

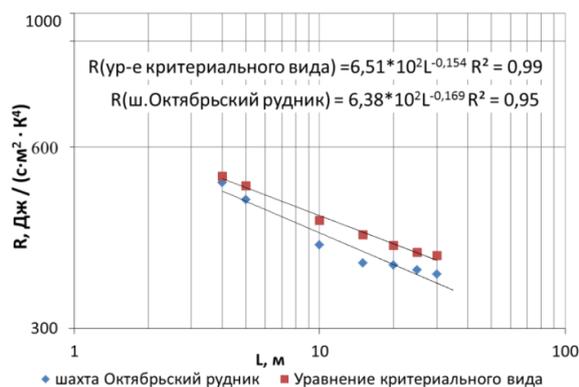


Рис. 5. Влияние расстояния съемки (L) на фиксируемую энергетическую светимость (R) при лабораторных исследованиях и при использовании уравнения критериального вида

Fig. 5. Influence of the shooting distance (L) on the fixed radiant luminosity (R) in laboratory studies and when using the criterial equation

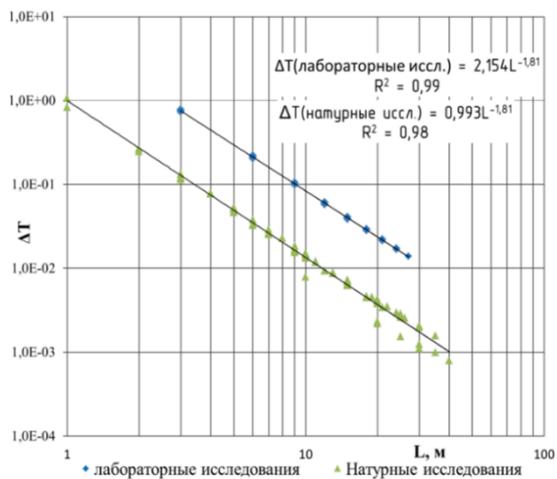


Рис. 6. Зависимость температурного контраста между очагом самонагревания и тепловизором (ΔT) от расстояния съемки (L)

Fig. 6. Dependence of the temperature contrast between the self-heating hotbed and the thermal imager (ΔT) on the shooting distance (L)

Активизация окислительных процессов в участках эрозии на поверхности ПО приводит к образованию вредных газообразных веществ. Площадь поверхности ПО, подверженная эрозии, составляет от 20 до 25 % площади отвала. Повышение температуры в местах эрозии составляет от 1 до 6 °С. Концентрация токсичных веществ в местах эрозии составила от 4 до

8 ПДК диоксида серы (SO_2), от 2 до 10 ПДК диоксида азота (NO_2), от 10 до 15 ПДК оксида углерода (CO).



Рис. 7. Натурные исследования на отвале шахты имени М.И. Калинина

Fig. 7. Field research on the waste dump of the M.I. Kalinin mine

Для оценки влияния измеренных выбросов горящего ПО шахты им. М.И. Калинина на атмосферный воздух г. Донецка был проведен расчет рассеивания приземных концентраций в программном комплексе ЭОЛ-2000 (рис. 8).

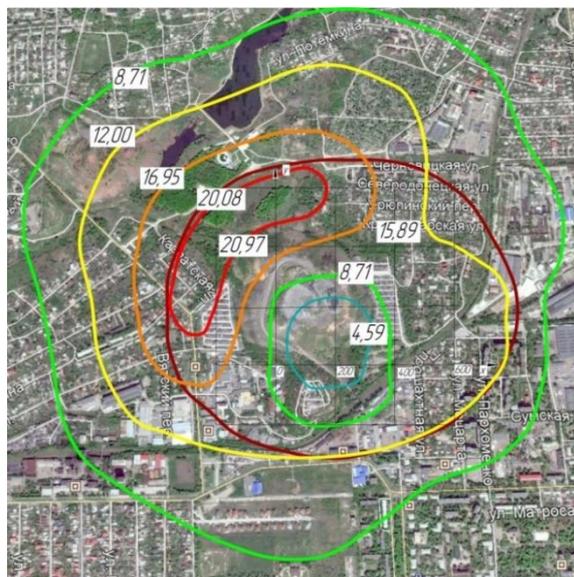


Рис. 8. Результаты расчёта рассеивания сероводорода при горении отвала шахты имени М.И. Калинина (4,59; 8,71; 12,00; 15,89; 16,95; 20,08; 20,97 – максимальные концентрации сероводорода в долях ПДК)

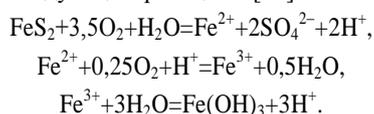
Fig. 8. Results of calculating hydrogen sulfide dispersion during combustion of the waste dump of M.I. Kalinin mine (4,59; 8,71; 12,00; 15,89; 16,95; 20,08; 20,97 – maximum concentration of hydrogen sulfide in fractions of maximum permissible concentrations)

Результаты расчета рассеивания выбросов вредных веществ показали превышение санитарных нормативов на границе СЗЗ и селитебной территории,

которая находится внутри СЗЗ, по следующим веществам: SO₂, NO₂, H₂S, группа суммации 30 (SO₂+H₂S), группа суммации 31 (NO₂+SO₂). Максимальные концентрации зафиксированы по H₂S и по совместному действию SO₂ и H₂S (группа суммации 30) – более 20 ПДК на СЗЗ, около 16 ПДК на селитебной территории.

Установлено, что до 50 % выбросов загрязняющих веществ от горящего ПО составляют выбросы от зон, подверженных эрозии.

Известно, что интенсивность выбросов вредных веществ при горении ПО увеличивается при атмосферных осадках. Образование выбросов при горении ПО представляет собой совокупность химических реакций. Окисление породы происходит при окислении её минералов (пирит, гален) в присутствии кислорода и воды. В результате окисления образуются сульфат-ионы. Снижение кислотности среды приводит к дальнейшему окислению ионов железа до трехвалентного состояния и дальнейшему образованию гидроксида железа по следующим реакциям [24]:



Процесс образования выбросов загрязняющих веществ происходит в присутствии воды. Газовые выбросы, содержащие серу, выделяются при достижении температуры около 300 °С в очаге горения на ПО

Таблица. Результаты экспериментальных исследований
Table. Results of experimental studies

<i>h</i> , %	33,0	35,1	36,0	35,0	45,1	44,1	43,0	58,1	57,0	59,1	56,0	57,0	67,0	68,0	69,0	68,0
C(H ₂ S), ppm	6,0	5,0	7,0	6,0	9,0	10,0	8,1	11,0	11,0	10,0	11,0	10,0	22,0	21,0	21,0	20,0



Рис. 9. Проведение измерений на отвале шахты имени М.И. Калинина

Fig. 9. Measurements at the waste dump of the M.I. Kalinin mine

В ходе экспериментальных исследований установлено, что повышение концентрации сероводорода в выбросах горящего ПО происходит при увеличении относительной влажности атмосферного воздуха.

Изменение концентрации сероводорода при изменении относительной влажности атмосферного воздуха описывается зависимостью (рис. 10):

$$C(\text{H}_2\text{S}) = 1,55 \times 10^{-2} h^{1,67} \quad (R^2 = 0,87).$$

[25]. При этом пары воды взаимодействуют с нагретым пиритом ПО [26]:



На низкотемпературных очагах тепловыделения процесс образования сероводорода недостаточно изучен.

Учитывая, что плотность диоксида серы почти в два раза выше плотности воздуха, часть его накапливается у поверхности ПО. Сернистый ангидрид реагирует с влагой атмосферы с образованием сернистой кислоты, которая в свою очередь реагирует с сульфидом в составе ПО, и приводит к образованию сероводорода.

Для обоснования процесса образования сероводорода в низкотемпературных очагах тепловыделения проведены экспериментальные исследования по оценке влияния относительной влажности атмосферного воздуха на изменение концентрации выбросов сероводорода.

Экспериментальные исследования проводились на горящем ПО шахты им. М.И. Калинина. Измерения концентрации сероводорода (C(H₂S), ppm) и концентрации сернистого ангидрида (C(SO₂), ppm) выполнялись с применением газоанализатора Testo 350XL. Относительная влажность (*h*, %) увеличивалась при использовании пульверизатора. Измерение относительной влажности воздуха проводилось термогигрометром testo 610 (рис. 9, таблица).

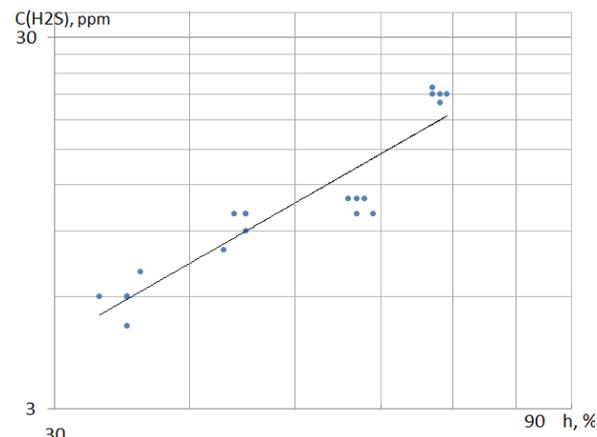


Рис. 10. Результаты экспериментальных исследований выбросов сероводорода C(H₂S) и относительной влажности воздуха (*h*, %)

Fig. 10. Results of experimental studies of hydrogen sulfide emissions C(H₂S) and relative air humidity (*h*, %)

Взаимодействие пирита породы с сернистой кислотой, а также жизнедеятельность сульфатредуцирующих бактерий приводит к образованию сероводорода, причем этот процесс требует немало времени [27].

При проведении экспериментальных исследований установлено, что повышение влажности породы

методом распыления воды приводит к быстрому увеличению концентрации сероводорода. Таким образом реакция пирита с сернистой кислотой является предпочтительным процессом, приводящим к повышению концентрации сероводорода.

Взаимодействие сернистого ангидрида и сероводорода проходит по процессу Клауса (рис. 11):

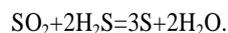


Рис. 11. Элементарная сера на поверхности отвала шахты имени М.И. Калинина

Fig. 11. Elemental sulfur on the surface of the waste dump of the M.I. Kalinin mine

Первичными мероприятиями при тушении поверхностных очагов на горящих ПО являются мероприятия по нейтрализации одного из самых токсичных компонентов выбросов – сероводорода.

Ущерб, вызванный негативным воздействием горящих ПО на здоровье населения и окружающую природную среду, а также стоимость мероприятий по тушению ПО, значительно выше стоимости мониторинга их теплового состояния.

С учетом времени достижения породой температуры самовозгорания и обоснования экономического подхода к периодичности дистанционного контроля, мониторинг уровня экологической безопасности ПО рекомендуется проводить не менее 1 раза в месяц [22].

В настоящий момент установлено горение 5 ПО в Макеевке и 29 ПО в Донецке. Для 20 % ПО г. Донецка и для почти 50 % всех ПО г. Макеевка не определен уровень их экологической опасности. Отсутствие мониторинга уровня экологической опасности ПО может привести не только к загрязнению атмосферы городов, но и к пожарам отвалов, обвалам их горячей массы.

Применение ДПЛА и тепловизоров позволит в течение года провести своевременный и безопасный

контроль теплового состояния всех горящих ПО Донецкой Народной Республики.

Применение тепловизионного мониторинга экологической опасности ПО с использованием ДПЛА снизит стоимость работ по сравнению с действующей контактной методикой в 5 раз.

Заключение

1. В ходе проведения исследований доказано, что применение дистанционного мониторинга теплового состояния отвалов угольных шахт позволит эффективно повысить уровень экологической безопасности горнопромышленных агломераций.
2. Влияние теплофизических характеристик атмосферы и породы на очагах самовозгорания отвалов описано уравнением в критериальном виде. Натурные исследования подтвердили адекватность критериального уравнения.
3. Установлено, что величина критерия Нуссельта, характеризующая тепловой поток от очага тепловыделения в атмосферу, прямо пропорциональна квадратному корню из критерия Нуссельта, который характеризует тепловой поток к поверхности породного отвала и зависит от теплопроводных свойств породы и атмосферы.
4. Теоретически обосновано и подтверждено экспериментальными исследованиями влияние ракурса и расстояния тепловизионной съёмки очагов самовозгорания на температурный контраст и фиксируемую дистанционными методами контроля энергетическую светимость. Температурный контраст между тепловизором и очагом тепловыделения, характеризующий влияние теплофизических характеристик породы и атмосферы, обратно пропорционален дистанции тепловизионной съёмки в степени 1,81. Экспериментально установлено, что изменение ракурса тепловизионной съёмки породных отвалов от 0° до 60° снижает фиксируемую энергетическую светимость очага тепловыделения до 50 %. Снижение энергетической светимости соответствует закону Ламберта. Тепловизионную съёмку необходимо проводить с минимально допустимого средствами дистанционного контроля расстояния в условиях повышенной облачности при скорости ветра не более 5–7 м/с.
5. Экспериментально установлено, что до 50 % выбросов загрязняющих веществ от горящего породного отвала составляют выбросы от зон терриконов, подверженных эрозии.
6. Установлено, что увеличение относительной влажности атмосферного воздуха (h , %) приводит к повышению концентрации сероводорода ($\text{C}(\text{H}_2\text{S})$).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sinha A., Singh V.K. Spontaneous coal seam fires: a global phenomenon // International research for sustainable control and management. Spontaneous Coal Seam Fires: Mitigating a Global Disaster. International conference. UNESCO Office Beijing. – Beijing, 2005. – P. 42–66.
2. Саранчук В.И. Борьба с горением породных отвалов. – Киев: Наукова думка, 1978. – 162 с.
3. Дрозд Г.Я. Стратегия и потенциал развития сектора обращения с отходами на примере Луганщины // Вода и экология. – 2017. – № 2. – С. 60–78.
4. Терриконы: монография / Л.Г. Зубова, А.Р. Зубов, А.А. Зубов, А.В. Харламова, С.Г. Воробьев, Ю.И. Макаришина, В.В. Буныченко. – Луганск: Изд-во «Ноулидж», 2015. – 712 с.
5. Influence of soil cover on reducing the environmental impact of spontaneous coal combustion in coal-waste gobs: a review and

- new experimental data / X. Querol, X. Zhuang, O. Font, M. Izquierdo, A. Alastuey, I. Castro, B.L. van Drooge, T. Moreno, J.O. Grimalt, J. Elvira, M. Cabañas, R. Bartroli, J.C. Hower, C. Ayora, F. Plana, A. López-Soler // *International Journal of Coal Geology*. – 2011. – V. 85. – P. 2–22.
6. Environmental influence of gaseous emissions from self-heating coal waste dumps in Silesia, Poland / M. Fabiańska, J. Ciesielczuk, Á. Nádudvari, M. Misz-Kennan, A. Kowalski, Ł. Kruszewski // *Environ Geochem Health*. – 2019. – V. 41 (2). – P. 575–601.
 7. Greenhouse gases emissions from low-temperature oxidation and spontaneous combustion at open-cut coal mines in Australia / J.N. Carras, S.J. Day, A. Saghafi, D.J. Williams // *International Journal of Coal Geology*. – 2009. – V. 78 – P. 161–168.
 8. Management of spontaneous combustion in coal mine waste tips in China / Ch. Liu, S. Li, Q. Qiao, J. Wang, Z. Pan // *Water, Air, and Soil pollution*. – 1998. – V. 103. – P. 441–444.
 9. Rong-kun P., Ming-gao Y., Lai-xiang L. Experimental study on explosive mechanism of spontaneous combustion gangue dump // *Journal of Coal Science and Engineering (China)*. – 2009. – V. 15. – P. 394–398.
 10. Versilov S., Vil'bitskaya N., Kurdashov V. Increase of efficiency of extinguishing of rock dumps on the surface of coal mines // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – V. 272. – 022236. DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022236
 11. Modelling of aerodynamic process for coal waste dump located in geodynamically dangerous zone / A. Kobylkin, V. Musina, A. Batugin, V. Ponomarev, O. Vorobyeva, E. Vishnevskaya // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – V. 221. – 012287. DOI: 10.1088/1755-1315/221/1/012287
 12. The mechanisms of endogenous fires occurring in extractive waste dumping facilities / K. Gogola, T. Rogala, M. Magdziarczyk, A. Smoliński // *Sustainability*. – 2020. – V. 12. – 2856. DOI: 10.3390/su12072856
 13. Manual of coal fire detection and monitoring, report of the project: development and implementation of a coal fire monitoring and fighting system in China / A. Rosema, H. Guan, J.L.V. Genderen, H. Veld, Z. Vekerdy, A.M.T. Katen, A. Prakash, M. Sharif. – Utrecht: Netherlands Institute of Applied Geoscience, 1999. – 245 p.
 14. Environmental characterization of burnt coal gangue banks at Yangquan, Shanxi Province, China / X. Querol, M. Izquierdo, E. Monfort, E. Alvarez, O. Font, T. Moreno, A. Alastuey, X. Zhuang, W. Lud, Y. Wang // *International Journal of Coal Geology*. – 2008. – V. 75. – P. 93–104.
 15. Wasilewski S., Skotniczny P. Mining waste dumps – modern monitoring of thermal and gas activities // *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*. – 2015. – V. 31 (1). – P. 155–182.
 16. Abramowicz A., Chybiarz R. Fire detection based on a series of thermal images and point measurements: the case study of coal-waste dumps // *The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences*. – 2019. – V. XLII. – P. 9–12.
 17. Classification of fires in coal waste dumps based on Landsat, Aster thermal bands and thermal camera in Polish and Ukrainian mining regions / Á. Nádudvari, A. Abramowicz, M. Fabiańska, M. Misz-Kennan, J. Ciesielczuk // *International Journal of Coal Science & Technology*. – 2020. URL: <https://doi.org/10.1007/s40789-020-00375-4> (дата обращения 26.12.2020).
 18. Infrared thermography monitoring and early warning of the spontaneous combustion of coal gangue pile / Y. Wang, Y. Sheng, G. Qiang, S. Yue-yue, W. Xiu-jun, Z. Zhi-jie // *The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences*. – Beijing: XXIst International Society for Photogrammetry and Remote Sensing Congress, 2008. – V. XXXVII. Part B8. – P. 203–206.
 19. Uncontrolled coal fires and their environmental impacts: investigating two arid mining regions in north-central China / C. Kuenzer, J. Zhang, A. Tetzlaff van Dijk, Y. Voigt, S. Mehl, H.W. Wagner // *Applied Geography*. – 2007. – V. 27. – P. 42–62.
 20. Козырь Д.А., Костенко В. К. Обоснование методики теплового неразрушающего контроля поверхности источников горения и самонагревания на породных отвалах угольных шахт // *Проблемы недропользования: Сборник научных трудов*. – СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2016. – Ч. 2. – С. 104–106.
 21. Высоцкий С.П., Козырь Д.А. Мониторинг теплового состояния породных отвалов с использованием дистанционных методов контроля // *Вестник Академии гражданской защиты: научный журнал*. – 2018. – Вып. 1 (13). – С. 59–69.
 22. Высоцкий С.П., Козырь Д.А. Контроль экологического состояния породных отвалов // *Вестник Донбасской национальной академии строительства и архитектуры*. – 2018. – Вып. 2018 – V. 3 (131). – С. 12–18.
 23. Козырь Д.А. Усовершенствование методов контроля температуры при обеспечении экологической безопасности породных отвалов угольных предприятий // *Проблемы природопользования и экологическая ситуация в Европейской России и на сопредельных территориях*. – Белгород: БелГУ, 2017. – С. 339–342.
 24. Высоцкий С.П., Козырь Д.А. Исследование процессов генерации выбросов токсичных газов на породных отвалах // *Вестник Академии гражданской защиты: научный журнал*. – 2018. – Вып. 3 (15). – С. 68–74.
 25. Зборщик М.П., Осокин В.В. Горение пород угольных месторождений и их тушение. – Донецк: ДонГТУ, 2000. – 180 с.
 26. Физико-химические свойства углей и угольных массивов / Е.И. Захаров, Н.М. Качурин, И.И. Мохначук // *Известия ТулГУ. Науки о Земле*. – 2012. – № 2. – С. 58–67.
 27. Lazarevic D.A. In-situ removal of hydrogen sulphide from landfill gas arising from the interaction between municipal solid waste and sulphide mine environments within bioreactor conditions – Stockholm: Royal Institute of Technology, 2007. – 87 p.

Поступила 22.09.2021 г.

Информация об авторах

Высоцкий С.П., доктор технических наук, профессор кафедры техносферной безопасности Донбасской национальной академии строительства и архитектуры.

Козырь Д.А., кандидат технических наук, доцент кафедры природоохранной деятельности Донецкого национального технического университета.

UDC 504.064

ENVIRONMENTAL MONITORING OF WASTE DUMPS OF MINING AGGLOMERATION

Sergey P. Vysotsky¹,
sp.vysotsky@gmail.com

Dmitriy A. Kozyr²,
kozyr.dmitriy@gmail.com

¹ Donbas National Academy of Civil Engineering and Architecture,
2, Derzhavin street, Makeevka, 286123, Ukraine.

² Donetsk National Technical University,
106, B. Khmelnytsky avenue, Donetsk, 28300, Ukraine.

The relevance of the research. Currently, there are about 600 waste dumps in the territory of Donbass. Their combustion leads to emissions of hydrogen sulfide, sulfur dioxide and other greenhouse gases into the atmosphere. An important environmental challenge is to prevent the formation of endogenous hotbed of spontaneous combustion on the dumps of coal mines and reduce air pollution.

Purpose: to improve monitoring of the level of environmental hazard of coal mine dumps located in mining agglomerations for timely localization and prevention of the formation of hotbed of spontaneous combustion on waste dumps.

Object: waste dumps of coal mines.

Methods: application of the similarity theory and analysis of dimensions between the waste dump and the atmosphere, considering the Huntley add-on; full-scale and laboratory studies of the influence of conditions and distance of thermal imaging shooting, wind speed on the fixed radiant luminosity; studies of toxic gas emissions during combustion of waste dumps.

Results. Modeling the main thermophysical characteristics between the hotbed of spontaneous combustion on the waste dump of a coal mine and a thermal imager made it possible to describe them by a criterial equation. Experimental studies have established that with the increase in the distance of thermal imaging, the recorded energy luminosity decreases. The dependence of the energy intensity of light on the angle of thermal imaging shooting in the range of angles 0–60° corresponds to Lambert's law. It was found that the temperature contrast between the thermal imager and the hotbed of spontaneous combustion is inversely proportional to the distance of thermal imaging shooting to the power of 1,81. It was established that the increase in the concentration of one of the most toxic components of emissions from a burning waste dump, hydrogen sulfide, is in power-law dependence on the relative humidity of the atmospheric air. The effectiveness of monitoring the ecological safety of waste dumps with the use of remote-control methods – thermal imagers and remotely piloted aerial vehicles – was substantiated. The use of remote thermal imaging monitoring of the level of environmental hazard of waste dumps using remotely piloted aircraft and reliable determination of emissions into the air during the combustion of waste dumps will reduce the cost of work in comparison with the current contact method by 5 times.

Key words:

Environmental monitoring, waste dump, hotbed of spontaneous combustion, thermal imager, thermal state control, remote sensing methods.

REFERENCES

- Sinha A., Singh V.K. Spontaneous coal seam fires: a global phenomenon. *International research for sustainable control and management. Spontaneous Coal Seam Fires: Mitigating a Global Disaster. International conference.* UNESCO Office Beijing, 2005. pp. 42–66.
- Saranchuk V.I. *Borba s gorenim porodnykh otvalov* [Combating waste dumps combustion]. Kiev, Naukova Dumka Publ., 1978. 162 p.
- Drozd G.Ya. Strategy and potential of the waste management sector on the example of Luhansk region. *Water and ecology*, 2017, vol. 2, pp. 60–78. In Rus.
- Zubova L.G., Zubov A.R., Zubov A.A., Kharlamov A.V., Vorobiev S.G., Makarishina Yu.I., Bunyachenko V.V. *Terrikony: monografiya* [Waste dumps: monograph]. Lugansk, Knowledge Publ. House, 2015. 712 p.
- Querol X., Zhuang X., Font O., Izquierdo M., Alastuey A., Castro I., Van Drooge B.L., Moreno T., Grimalt J., Elvira B., José J., Cabañas M., Bartroli R., Hower J., Ayora C., Plana F., López-Soler A. Influence of soil cover on reducing the environmental impact of spontaneous coal combustion in coal-waste gobs: a review and new experimental data. *International Journal of Coal Geology*, 2011, vol. 85, pp. 2–22.
- Fabińska M., Ciesielczuk J., Nádudvari Á., Misz-Kennan M., Kowalski A., Kruszewski Ł. Environmental influence of gaseous emissions from self-heating coal waste dumps in Silesia, Poland. *Environ Geochem Health*, 2019, vol. 41 (2), pp. 575–601.
- Carras J.N., Day S.J., Saghafi A., Williams D.J. Greenhouse gases emissions from low-temperature oxidation and spontaneous combustion at open-cut coal mines in Australia. *International Journal of Coal Geology*, 2009, vol. 78, pp. 161–168.
- Liu Ch., Li S., Qiao Q., Wang J., Pan Z. Management of spontaneous combustion in coal mine waste tips in China. *Water, Air, and Soil pollution*, 1998, vol. 103, pp. 441–444.
- Rong-kun P., Ming-gao Y., Lai-Xiang L. Experimental study on explosive mechanism of spontaneous combustion gangue dump. *Journal of Coal Science and Engineering (China)*, 2009, vol. 15, pp. 394–398.
- Versilov S., Vil'bitskaya N., Kurdashov V. Increase of efficiency of extinguishing of rock dumps on the surface of coal mines. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019, vol. 272, no. 022236. DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022236
- Kobylykin A., Musina V., Batugin A., Ponomarev V., Vorobyeva O., Vishnevskaya E. Modelling of aerodynamic process for coal waste dump located in geodynamically dangerous zone. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019, vol. 221, no. 012087. DOI: 10.1088/1755-1315/221/1/012087
- Gogola K., Rogala T., Magdziarczyk M., Smoliński A. The mechanisms of endogenous fires occurring in extractive waste dumping facilities. *Sustainability*, 2020, vol. 12, no. 2856. DOI: 10.3390/su12072856
- Rosema A., Guan H., Veld H., Vekerdy Z., Ten Katen A.M., Prakash A. Manual of coal fire detection and monitoring. *Report of the Project: Development and Implementation of a Coal Fire*

- Monitoring and Fighting System in China*. Utrecht, Netherlands Institute of Applied Geoscience, 1999. 245 p.
14. Querol X., Izquierdo M., Monfort E., Alvarez E., Font O., Moreno T., Alastuey A., Zhuang X., Lud W., Wang Y. Environmental characterization of burnt coal gangue banks at Yangquan, Shanxi Province, China. *International Journal of Coal Geology*, 2008, vol. 75. pp. 93–104.
 15. Wasilewski S., Skotniczny P. Mining waste dumps – modern monitoring of thermal and gas activities. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*, 2015, vol. 31 (1), pp. 155–182.
 16. Abramowicz A., Chybiorz R. Fire detection based on a series of thermal images and point measurements: the case study of coal-waste dumps, *The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences*, 2019, XLII, pp. 9–12.
 17. Nádudvari Á., Abramowicz A., Fabiańska M., Misz-Kennan M., Ciesielczuk J. Classification of fires in coal waste dumps based on Landsat, Aster thermal bands and thermal camera in Polish and Ukrainian mining regions. *International Journal of Coal Science & Technology*, 2020. Available at: <https://doi.org/10.1007/s40789-020-00375-4> (accessed 26 December 2020).
 18. Wang Y., Sheng Y., Qiang G., Yue-yue S., Xiu-jun W., Zhi-jie Z. Infrared thermography monitoring and early warning of the spontaneous combustion of coal gangue pile. *The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences, Beijing: XXIst International Society for Photogrammetry and Remote Sensing Congress*, 2008, vol. XXXVII. Part B8, pp. 203–206.
 19. Kuenzer C., Zhang J., Tetzlaff van Dijk A., Voigt P., Mehl S., Wagner W.H. Uncontrolled coal fires and their environmental impacts: investigating two arid mining regions in north-central China. *Applied Geography*, 2007, vol. 27, pp. 42–62.
 20. Kozyr D.A., Kostenko V.K. Obosnovanye metodiki teplovogo nerazrushayushchego kontrolya poverkhnosti istochnikov goreniya i samonagrevaniya na porodnykh otvalakh ugolnykh shakht [Substantiation of the methodology for thermal non-destructive testing of the surface of combustion and self-heating sources on waste dumps of coal mines]. *Problemy nedropolzovaniya: sbornik nauchnykh trudov* [Subsoil use problems: collection of scientific papers]. St-Petersburg, St Petersburg University Publ., 2016. P. 2, pp. 104–106.
 21. Vysotsky S.P., Kozyr D.A. Monitoring of the thermal state of waste dumps using remote control methods. *Bulletin of the Academy of Civil Protection: scientific journal*, 2018, vol. 1 (13), pp. 59–69. In Rus.
 22. Vysotsky S.P., Kozyr D.A. Control of the ecological state of waste dumps. *Bulletin of the Donbass National Academy of Civil Engineering and Architecture*, 2018, vol. 2018-3 (131), pp. 12–18. In Rus.
 23. Kozyr D.A. Uovershenstvovanie metodov kontrolya temperatury pri obespechenii ekologicheskoy bezopasnosti porodnykh otvalov ugolnykh predpriyatiy [Improving temperature control methods while ensuring the environmental safety of waste dumps of coal enterprises]. *Problemy prirodopolzovaniya i ekologicheskaya situatsiya v Evropeyskoy Rossii i na sopredelnykh territoriyakh* [Problems of nature management and the ecological situation in European Russia and adjacent territories]. Belgorod, POLITERRA Publ. House, 2017. pp. 339–342.
 24. Vysotsky S.P., Kozyr D.A. Study of the processes of generation of toxic gas emissions on waste dumps. *Bulletin of the Academy of Civil Protection: scientific journal*, 2018, vol. 3 (15), pp. 68–74. In Rus.
 25. Zborshchik M.P., Osokin V.V. *Gorenie porod ugolnykh mestorozhdeniy i ikh tushenie* [Combustion of waste of coal deposits and their suppression]. Donetsk, DonGTU Publ., 2000. 180 p.
 26. Zakharov E.I., Kachurin N.M., Mohnachuk I.I. Physical-chemical properties of coals and coal massifs. *Bulletin of TulSU. Earth sciences*, 2012, vol. 2, pp. 58–67. In Rus.
 27. Lazarevic D.A. *In-situ removal of hydrogen sulphide from landfill gas arising from the interaction between municipal solid waste and sulphide mine environments within bioreactor conditions*. Stockholm, Royal Institute of Technology, 2007. 87 p.

Received: 22 September 2021.

Information about the authors

Sergey P. Vysotsky, Dr. Sc., professor, Donbas National Academy of Civil Engineering and Architecture.

Dmitriy A. Kozyr, Cand Sc., associate professor, Donetsk National Technical University.

УДК 622.276.72

ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ РАСТВОРИТЕЛЕЙ

Денисламов Ильдар Зафирович¹,
denislamoviz@mail.ru

Имамудинова Аделина Алтафовна¹,
adelina.imamutdinova99@mail.ru

Самушкова Элина Сергеевна¹,
elinkasamushkova@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования следует из того, что на многих месторождениях добывается остаточная нефть повышенной плотности со значительным содержанием тяжелых компонентов, прежде всего асфальтенов и смол. По многим нефтяным компаниям наблюдается рост добывающего фонда скважин, эксплуатация которых осложнена формированием асфальтосмолопарафиновых отложений.

Цель: выполнить обзорный анализ применения методов предупреждения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на нефтяных месторождениях и разработать компоновку подземного оборудования скважин, основанную на применении реакгентной трубки для доставки реагентов любого типа и дозировки на прием электроцентробежного насоса.

Объектом исследования являются методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, основанные на применении органических растворителей, которые доставляются на прием глубинного насоса по межтрубному пространству скважины и по колонне лифтовых труб. В статье рассмотрены все возможные варианты доставки реагента: два вида по межтрубному пространству и столько же по колонне подъемных труб.

Методы исследования основаны на законах физической гидродинамики, индикаторных (реперных) технологий и сравнительном анализе технических новшеств в отечественном и мировом опыте борьбы со скважинными отложениями.

Результаты. Обоснована необходимость расположения реакгентной трубки внутри колонны лифтовых труб; разработан дизайн реакгентной трубки и насосного оборудования, обеспечивающий поступление реагента любого типа товарного качества на прием электроцентробежного насоса; предложен способ определения степени заполнения лифтовых труб с помощью промежуточной – реперной – жидкости со свойствами, отличными от скважинной продукции и органического растворителя; для объяснения результатов факторного анализа успешности доставки растворителя по межтрубному пространству скважины с асфальтосмолопарафиновыми отложениями приводится теория двойного течения нефти в межтрубном пространстве.

Ключевые слова:

Скважина, реакгентная трубка, ингибитор, датчик давления, плотность, асфальтосмолопарафиновые отложения, межтрубное пространство, реперная жидкость, органический растворитель.

Введение

Наличие асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) внутри колонны лифтовых труб скважин, на приемном фильтре глубинного насоса и в его полости значительно снижает производительность насоса любого типа, из-за отложений сокращается и межремонтный период эксплуатации скважинного оборудования. На большинстве нефтяных месторождений число скважин с АСПО составляет 15–25 % от общего фонда добывающих скважин, но такого рода осложнения могут наблюдаться и на 44–59 % нефтедобывающих скважин некоторых месторождений страны [1, 2]. Для обслуживания таких скважин инженерно-техническим персоналом предприятий разрабатывается целый комплекс мероприятий, включающий ингибирование парафинообразования и удаление отложений наиболее экономически привлекательным способом.

Руководящими производственными документами нефтяных компаний предусмотрена подача ингибитора на скважинах, эксплуатация которых осложнена формированием АСПО в глубинно-насосном оборудовании.

В статье [3] указаны новые типы химических ингибиторов АСПО и в краткой форме изложены факторы, определяющие эффективность ингибиторов:

1. Ламинарный режим движения скважинной продукции благоприятен для адсорбции асфальтенов и смол, а при турбулентном режиме течения формируются отложения с высоким содержанием парафина.
2. Ингибиторы парафинообразования показывают большую эффективность при низких температурах движения нефти в промышленном оборудовании.
3. Содержание высокомолекулярных углеводородов парафинового ряда в АСПО влияет не только на температуру плавления отложений, но и на эффективность применения ингибиторов парафинообразования.
4. Длина боковых ответвлений углеводородной цепи полимерного ингибитора должна соответствовать средней длине молекулы парафинов. Изменение этой длины ведет к снижению эффекта ингибирования.

вания процесса агломерации кристаллов парафина в объеме нефти.

5. Доля органического растворителя в полимерном ингибиторе не может быть ниже определенной величины, иначе происходит скручивание цепи полимера и его малой эффективности блокировки кристаллов парафинов.

Исследования авторов [4] показывают, что формирование отложений парафина можно предотвратить или значительно замедлить с помощью химических поверхностно-активных веществ с функцией диспергации парафинов в объеме нефти. Диспергаторы непрерывно подаются в скважину или их дозируют в пластовую продукцию через определенные промежуточные времени. Выбор использования периодической или непрерывной обработки зависит от типа и количества скважин, требующих обработки. В работе [5] предложена технология непрерывного введения ингибитора парафинообразования в скважинную продукцию на расчетной глубине, где образование твердого парафина еще не наблюдалось.

Опыт эксплуатации осложненных скважин показывает, что дозировка на прием глубинного насоса ингибитора предупреждает или снижает интенсивность парафинообразования не во всех скважинах даже в пределах одного нефтяного месторождения. Такое положение в нефтедобыче можно объяснить различным компонентным составом добываемой нефти по скважинам месторождения и тем, что универсальные ингибиторы до сих пор не созданы [6–13]. В частности, в работе [13] отмечается, что ингибиторы АСПО показывают лучший эффект в нефти, в которой содержание высокомолекулярных углеводородов (парафины C_{24+}) не превышает 39 %. Авторы статьи [14] дополняют эти исследования утверждением, что ингибиторы снижают парафинообразование в углеводородах с низкой молекулярной массой, но влияют незначительно на парафины с высокой молекулярной массой (C_{35} – C_{44}).

Сформировавшиеся отложения можно удалить несколькими способами:

- путем подъема колонны лифтовых труб и подачи в трубы на устье скважины пара высокой температуры;
- периодическим скребкованием колонны насосно-компрессорных труб устройствами различных конструкций;
- тепловым воздействием на отложения;
- диспергированием и растворением отложений органическим растворителем.

Спускоподъемные операции глубинного оборудования скважин – это дорогостоящая процедура для нефтегазодобывающего предприятия, выбытие скважины из процесса воздействия на продуктивный пласт на 3–4 дня, снижение фазовой проницаемости призабойной зоны пласта по нефти на несколько дней из-за попадания в пласт задавочного раствора. Извлеченные на поверхность асфальтосмолопарафиновые вещества (АСПВ) необходимо должным образом утилизировать или отправить в шламонакопитель для безопасного хранения.

Периодическое движение скребка вверх и вниз обеспечивает предупреждение или удаление тонкого слоя АСПВ с поверхности колонны труб и поддержание работоспособности глубинного насоса на должном уровне. Проблему эксплуатации скважин со штанговыми плунжерными насосами в ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина решили установкой на большую часть фонда таких скважин штанговых скребков-центраторов [9].

Тепловые методы сегодня широко используются на промыслах и [1, 2, 15, 16], как правило, реализуются закачкой горячей нефти или воды в межтрубное пространство скважины. Расплавленные отложения внутри лифтовых труб выносятся восходящим потоком скважинной продукции и вновь обретают твердую форму на определенном расстоянии от скважины в трубопроводе системы нефтесбора или емкостном оборудовании [17]. К тому же диспергированные частички АСПВ являются стабилизаторами водонефтяной эмульсии и могут участвовать в формировании промежуточных трудноразрушаемых слоев нефти и воды в горизонтальных отстойниках и вертикальных резервуарах. Авторы статьи [18] отмечают, что тепловые методы удаления АСПО имеют непродолжительную эффективность и применимы лишь в ограниченных скважинных условиях.

Применение органических растворителей на осложненных скважинах не имеет таких отрицательных последствий, поэтому, несмотря на их высокую стоимость, объемы их потребления в нефтяных компаниях не снижаются [16, 19, 20]. Стимулирующим фактором для массового использования растворителей является и то, что компаундирование алифатических углеводородов ароматическими растворителями и поверхностно-активными веществами заметно повышает растворяющую и диспергирующую способность подобных реагентов [21].

Существует несколько способов доставки органического растворителя в скважинную зону с отложениями. Рассмотрим достоинства и недостатки известных технологий для выработки технических решений по созданию дополнительного скважинного оборудования для скважин с АСПО.

Организация доставки растворителя по межтрубному пространству скважин

Как и любой реагент или технологическая жидкость, растворитель АСПО может быть доставлен на прием глубинного насоса по межтрубному пространству (МП) двумя способами:

- 1) продвижением по кольцевому пространству скважины самотеком или с помощью продавливания иной жидкостью, в качестве которой может быть скважинная продукция (циркуляция жидкости из колонны лифтовых труб в МП или нефть, закачиваемая под давлением передвижным насосным агрегатом типа ЦА-320);
- 2) по реагентной трубке типа колтюбинговой на стационарной основе. В отличие от известной капиллярной трубки, широко используемой в подразделениях ПАО «Башнефть» [22] и других компаниях

[1, 23–25], реагентная трубка имеет внутренний диаметр до 15 мм. Несмотря на наличие защитной бронированной оболочки при спускоподъемных операциях реагентная и капиллярная трубки могут быть повреждены и смяты под действием нескольких тонн колонны насосно-компрессорных труб [10, 26].

На нефтяных промыслах органический растворитель часто заливают в межтрубное пространство самотеком, не применяя насосный агрегат ЦА-320, после снижения давления в МП до атмосферного. Результаты обработок скважин с применением насосной установки и самотеком приведены в статье [27]. Проведенный в статье статистический анализ показывает, что лишь 60–70 % из более чем 2000 обработок были успешными по критериям: повышение дебита жидкости и снижение нагрузок на глубинный насос. С одной стороны, авторы статьи [28] отмечают, что при движении растворителя вниз по межтрубному пространству происходит смыв АСПВ с внешней стороны колонны НКТ и внутренней поверхности обсадной колонны и насыщение её частичками растворителя, вследствие чего снижается растворяющая способность реагента при входе в глубинный насос. С другой стороны, факторный анализ, проведенный в работе [27], показал, что из пяти скважинных факторов, учитываемых при выборе скважины с АСПО для обработки растворителем, высота жидкости в МП над насосом является наименее значимым. Данное противоречие можно объяснить теорией «двойного течения» [29], существующего в межтрубном пространстве скважины в интервале от насоса до динамического уровня жидкости. По мнению авторов, легкая нефть с газом поднимается выше насоса и в зоне уровня жидкости отдает попутный нефтяной газ в газовую среду, повышая её давление. Нефть без газа, имея большую плотность, тонет в восходящем потоке легкой нефти и достигает приемных отверстий насоса. В работах [30, 31] выполнена оценка плотности газожидкостного состава в МП в интервале от динамического уровня жидкости до насоса – для скважин с малой обводненностью плотность может варьировать в диапазоне 450–750 кг/м³.

Приведенная теория объясняет не только наличие положительного действия от доставки органического растворителя в МП самотеком, но и эффективность таких скважинных процедур, как разовые или постоянные подачи с устья скважины в МП деэмульгаторов, нейтрализаторов сероводорода, ингибиторов коррозии и парафинообразования, имеющих значительно большую плотность, чем газожидкостной состав в межтрубном пространстве.

Организация доставки растворителя по колонне насосно-компрессорных труб

Закачка растворителя или горячей нефти в колонну НКТ организуется, как правило, двумя способами:

1. Над насосом отсутствует обратный клапан, или имеется перепускной клапан типа КОТ-93 [32, 33]. Клапан при создании значительного перепада давления позволяет организовать движение жид-

кости в сторону глубинного насоса, тем самым заполнять колонну НКТ реагентом. Объем растворителя рассчитывают с учетом прогнозной толщины отложений с тем, чтобы реагент дошел до электроцентробежного насоса, а также промыл его рабочие колеса, направляющие аппараты и приемные щелевые фильтры.

2. С использованием колтубинговых труб малого диаметра. В этом случае над электроцентробежным насосом может находиться штатный и обычный по своей конструкции обратный клапан, так как растворение и удаление отложений будет происходить по круговой циркуляции по аналогии с тем, как бурят скважины и удаляют гидратные пробки на скважинах по добыче газа и газоконденсата.

Рассмотрим технологии, которые могут быть использованы в нефтедобыче в ближайшее время по обоим этим способам доставки растворителя в зону с отложениями.

Пластовая продукция многих скважин и органический растворитель имеют близкие значения плотности, поэтому датчик давления, установленный над насосом в колонне НКТ, не покажет момент заполнения колонны НКТ реагентом. В связи с этим по изобретению [34] предложено на скважине использовать реперную жидкость, плотность которой будет значительно отличаться от плотности скважинной жидкости. Схема расположения двух датчиков давления над насосом и положение реперной жидкости в колонне лифтовых труб изображены на рис. 1. Скважинная жидкость отделяется от закачиваемого растворителя АСПО высокоминерализованной водой – 13 плотностью 1200 кг/м³ небольшого объема (100–200 литров).

Датчики – 3, 4 расположены в первой над насосом трубе повышенного диаметра и соединены с термоманометрической системой – 8. Информация от датчиков поступает с необходимой частотой на станцию управления скважины и на монитор рабочего места технического персонала, который организует удаление отложений в управляемом режиме. На рис. 2 приведена динамика показаний двух датчиков при закачке реперной жидкости и растворителя АСПО. По перепаду давления между датчиками $\Delta P = P_1 - P_2$ на уровне 1,0 атм (точки 2–4) можно судить о гравитационном разделении скважинной продукции на пластовую воду над насосом и нефть с малым содержанием воды (точки 5–6) в верхней части колонны НКТ.

Заполнение колонны НКТ растворителем фиксируется датчиками давления по росту параметра ΔP до значения 1,17 атм (точки 7–8) и падением до минимального значения. Линия 9–10 на рис. 2 соответствует поступлению растворителя в электроцентробежный насос.

Рассмотренная технология заполнения колонны НКТ реагентом имеет два положительных эффекта: во-первых, свободное от отложений пространство лифтовых труб заполняется только реагентом, во-вторых, одновременно определяется и объем АСПО, по которому определяется объем необходимого органического растворителя.

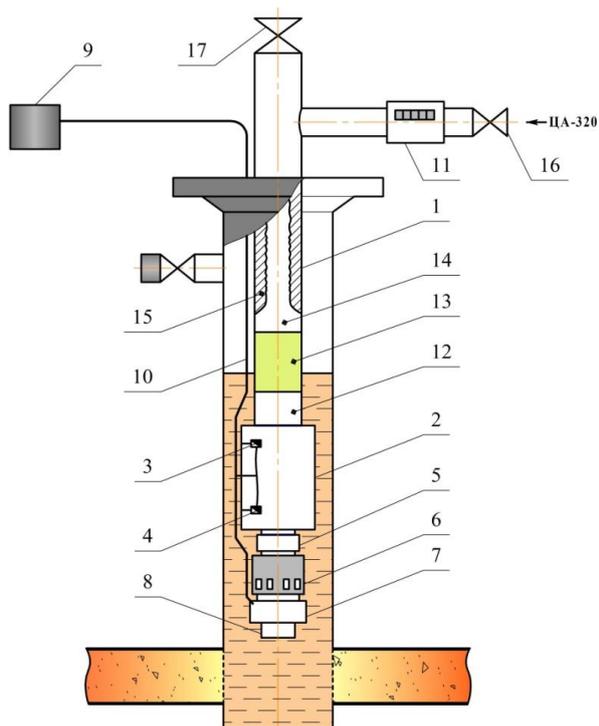


Рис. 1. Диагностика реперной жидкости по двум датчикам давления над насосом: 1 – колонна НКТ; 2 – труба с датчиками давления; 3 – верхний датчик давления; 4 – нижний датчик давления; 5 – KOT-93; 6 – глубинный электроцентробежный насос; 7 – погружной электродвигатель установки; 8 – термоманометрическая система (ТМС); 9 – станция управления скважиной; 10 – электрические кабели подачи электроэнергии и обратной связи от датчиков давления и ТМС; 11 – расходомер; 12 – скважинная жидкость; 13 – реперная жидкость; 14 – растворитель АСПО; 15 – отложения в колонне НКТ; 16, 17 – трубопроводные задвижки

Fig. 1. Reference fluid diagnostics using two pressure sensors above the pump: 1 – tubing string; 2 – pipe with pressure sensors; 3 – upper pressure sensor; 4 – lower pressure sensor; 5 – three-position check valve KOT-93; 6 – submersible electric centrifugal pump; 7 – down-hole motor; 8 – thermomanometric system (TMS); 9 – well control station; 10 – pump power cable with reverse information function from pressure sensors and TMS; 11 – flow meter (fluid meter); 12 – borehole fluid; 13 – reference fluid; 14 – ARPD solvent; 15 – deposits in tubing string; 16, 17 – pipe valves

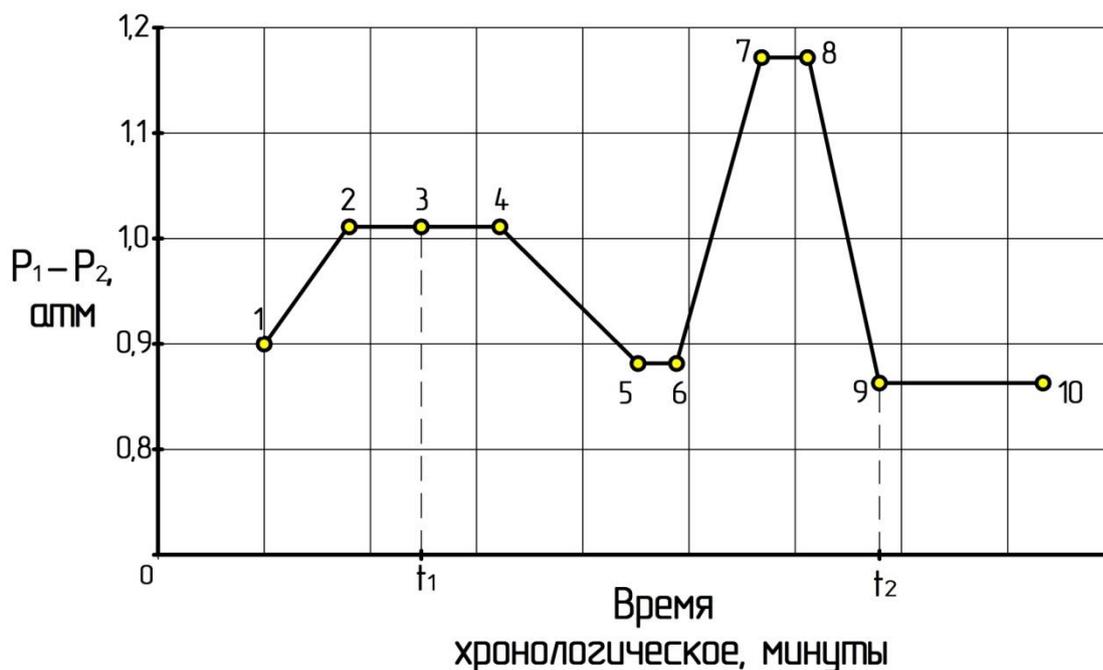


Рис. 2. Оценка плотности жидкости над насосом по датчикам давления: P_1 – показание нижнего датчика; P_2 – показание верхнего датчика

Fig. 2. Estimation of liquid density above the pump by pressure sensors: P_1 – lower sensor reading; P_2 – upper sensor reading

Опыт применения капиллярных и колтюбинговых труб для адресной доставки реагента в осложненные скважины в зарубежных нефтяных компаниях рассмотрен в работах [35–45]. Трубки используют в скважинах на стационарной основе и для разовых технологических операций различного назначения. К примеру, для постоянного удаления водного и газового конденсата из забойной части газодобывающих

скважин применяют капиллярную трубку \varnothing 3/8 дюйма (9,5 мм). В такую трубку относительно малого диаметра подают реагент для вспенивания конденсатов и их выноса из скважины вместе с газовым потоком [35]. Подача химического реагента по капиллярной трубке в газовую скважину XL (Индонезия) обеспечила высокую эффективность выноса жидкой фазы с продуктивного пласта [36]. Аналогичное ре-

шение – закачка пенообразователя по капиллярной трубке – впервые было использовано в марте 2010 г. на газовом месторождении Giant Barbara, Италия [37].

Для разовой подачи в призабойную зону пласта реагента – ингибитора или растворителя солевых отложений – через колонну стандартных НКТ с пакетирующим устройством спускают колтюбинговую трубу малого диаметра (до 38 мм). Реагент необходимого объема собирают в подпакерном пространстве и продавливают в пласт с помощью технологической жидкости, подаваемой по лифтовым трубам [38]. Наиболее широко реагентные (капиллярные и колтюбинговые) трубки применяются на стационарной и периодической основе для предупреждения гидратообразования в газовых скважинах [39, 40]. В частности, в статье [40] приводится описание процесса растворения гидратов с помощью капиллярной трубки в скважине, эксплуатируемой через плавучую установку для добычи, хранения и отгрузки нефти FPSO в шельфовой зоне Норвегии. В работе [39] приводится описание технологии удаления гидратной пробки – через трубку закачивают метанол со скоростью 1–2 галлона в минуту до полного растворения пробки на глубину до 160 футов. В зависимости от диаметра эксплуатационной колонны скорость проникновения трубки в гидратную пробку составляет в среднем 20 футов/ч.

Капиллярные трубки повышенного диаметра – 15,8 мм – с успехом используются для удаления парафиновых пробок на глубоководной скважине в Мексиканском заливе [41]. Авторы статьи подчеркивают преимущества трубок малого диаметра в сравнении с колтюбинговыми трубами: насосная часть установки занимает небольшую площадь на платформе, имеет небольшой вес, необходимо меньше количество обслуживающего персонала, обеспечивается необходимая безопасность труда. С экономической точки зрения авторы работы [42] считают, что капиллярные трубки малого диаметра раза в три привлекательнее, чем колтюбинговые установки.

Электроцентробежная насосная установка скважины конструктивно настроена на движение пластовой жидкости снизу вверх, это обеспечивает отведение тепловой энергии погружного электродвигателя пластовой продукцией с более низкой температурой. Направление движения жидкости на приемные отверстия ЭЦН меняется на противоположное в следующих случаях функционирования системы «пласт–скважина–насос»:

1. Поступление горячей нефти или растворителя АСПО в межтрубное пространство скважины. Давление в призабойной зоне пласта (ПЗП) повышается, приток флюидов из пласта ослабевает, поэтому насос отбирает сверху недостающую часть жидкости, имеющей пониженные значения теплоемкости и теплопроводности.
2. Ухудшение фильтрационной характеристики ПЗП скважины из-за формирования асфальтосмолопарафиновых отложений в поровом пространстве пласта.

3. Выбегание из строя перепускного клапана на устье скважины ведет к накоплению попутного нефтяного газа над динамическим уровнем, повышению давления в газовой среде и движению нефти в МП вниз, в сторону насоса.

Во всех рассмотренных ситуациях погружной электродвигатель лишается предусмотренного охлаждения, его температура повышается до критического значения, станция управления отключает энергопитание двигателя и работу насоса. Для функционирования электроцентробежной установки при движении нефти по МП сверху вниз необходимо поместить насос и погружной электродвигатель (ПЭД) в цилиндрический кожух с открытым низом. Опыт эксплуатации электроцентробежных насосов с кожухом в скважинах с высоким газовым фактором рассмотрен в статье [34].

При стационарном расположении реагентной трубки в колонне НКТ наличие обратного клапана не позволяет организовать доставку реагента в полость насоса. Такая необходимость вызвана одним из условий эффективного применения реагента, например, деэмульгатор должен равномерно смешаться со скважинной жидкостью в мелко диспергированном состоянии для адсорбции на межфазной поверхности нефти и воды за короткий период времени. На скважинах с АСПО существует необходимость промывки растворителем приемных щелевых фильтров от отложений. Их скопления на фильтре являются местным сопротивлением, которое снижает давление на входе в насос и провоцирует рост содержания свободного газа на первых рабочих колесах насоса.

Техническая необходимость создания новой системы подачи реагента на прием ЭЦН выражается следующими позициями:

1. Внутри колонны НКТ реагентная трубка сохранит свою целостность и прослужит многие годы.
2. В скважинах с ЭЦН и обратным клапаном при подаче реагента по колонне лифтовых труб необходимо обойти клапан и обеспечить поступление реагента на прием насоса.
3. Длина кожуха должна быть достаточной для поступления реагента на прием насоса в товарном виде и одновременно обеспечивать охлаждение погружного электродвигателя при движении нефти сверху вниз при возникновении дисбаланса системы «пласт–скважина–насос» и снижении притока жидкости из продуктивного пласта.

В связи с существующей производственной необходимостью предложен дизайн скважинного оборудования в зоне глубинного насоса, приведенный на рис. 3. Реагентная трубка – 3 с утяжелителем – 4 спускается с устья скважины по колонне НКТ до электромагнитного соединения и надежно соединяется с клапаном-переводником – 7, расположенным в верхней части кожуха-контейнера – 14.

Подаваемый по трубке реагент через радиальные каналы переводника – 7 (разрез А-А) попадает в кольцевое пространство между корпусом насоса и кожуха-контейнера – 14. Значительный диаметр трубки (до 25 мм) дает возможность подавать на при-

ем насоса реагенты двух видов: ингибиторы – для предупреждения осложнений и растворители – на тот случай, если осложнения в виде сформировавшихся отложений все же наступили. Электромагнитное со-

единение и, наоборот, разъединение реагентной трубки и переводника выполняется через термоманометрическую систему – 17 и станцию управления скважины – 15.

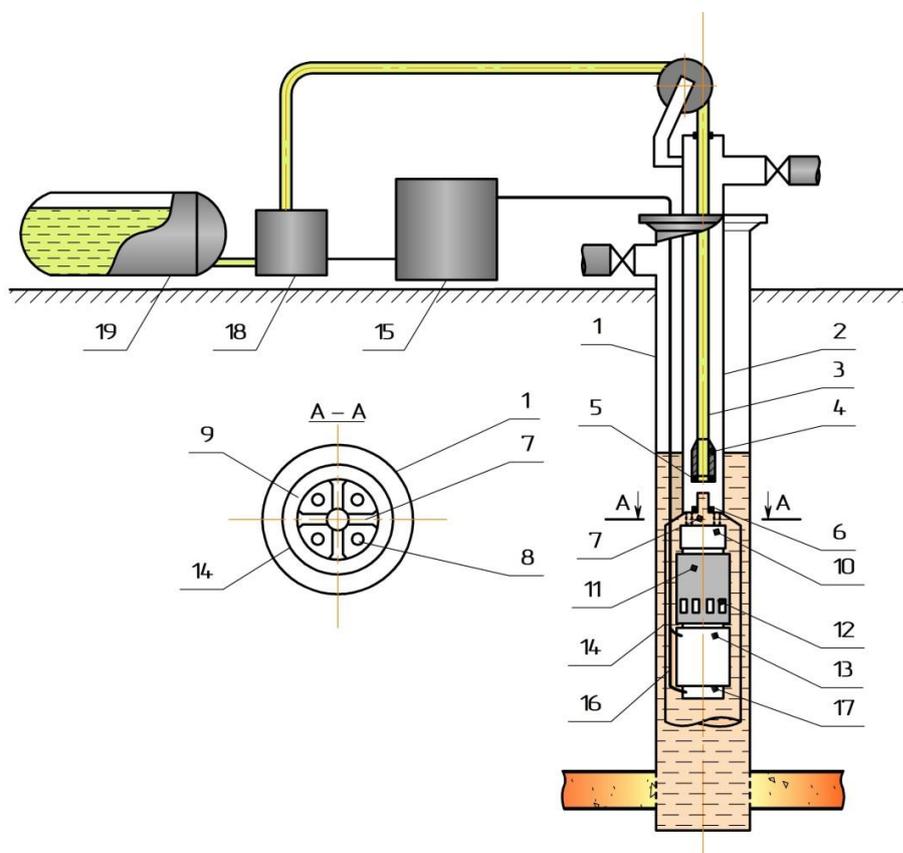


Рис. 3. Схема закачки реагентов по трубке в колонне НКТ на прием насоса: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна подъемных труб; 3 – реагентная трубка; 4 – утяжелитель; 5, 6 – электромагнитное соединение; 7 – переводник с радиальными каналами в кольцевое пространство; 8 – каналы для перевода флюидов из насоса в колонну НКТ; 9 – кольцевое пространство между насосом и кожухом; 10 – обратный клапан; 11 – ЭЦН; 12 – приемный фильтр насоса; 13 – электродвигатель; 14 – кожух; 15 – станция управления скважины; 16 – кабель питания электродвигателя и управления соединения 5 и 6; 17 – ТМС; 18 – поверхностный насос; 19 – емкость с реагентом

Fig. 3. Scheme of reagents delivery from the wellhead to the pump intake through a reagent tube in a tubing string: 1 – casing; 2 – tubing string; 3 – reagent tube; 4 – weighted bottom of the tube; 5, 6 – electromagnetic connection; 7 – valve-sub with radial channels into the annulus; 8 – channels (4 pieces) for transferring fluids from the pump to the tubing string; 9 – annular space between the pumping unit and the container casing; 10 – back pressure valve; 11 – electrical submersible pump (ESP); 12 – suction eye; 13 – motor driver; 14 – container casing; 15 – well control station; 16 – motor power cable and control connections 5 and 6; 17 – thermomanometric system (TMS); 18 – wellhead pump; 19 – container with reagent

Приведенная на рис. 3 схема подачи реагентов на прием ЭЦН имеет необходимую универсальность – в равной степени можно подавать и ингибиторы с малой суточной дозировкой, и органический растворитель значительного объема. По этой схеме организовано круговое движение реагента внутри колонны НКТ – вниз по реагентной трубке, а вверх – через рабочие колеса и направляющие аппараты насоса и кольцевое пространство в полости колонны лифтовых труб.

Пропускная способность реагентной трубки – 3 уступает производительности любого электроцентробежного насоса, поэтому для сбора растворителя товарного качества на приеме насоса необходимо кон-

структивно предусмотреть трубчатый контейнер объемом 500–600 литров. Схема хвостовика с функцией контейнера изображена на рис. 4. Хвостовик выполняет дополнительную функцию – обеспечивает работу ЭЦН даже при снижении уровня жидкости при аварийном выходе из строя обратного клапана для выпуска ПНГ в систему нефтесбора. Из множества равномерно распределенных по длине хвостовика электромагнитных клапанов пропускает в хвостовик и далее на прием насоса лишь один из клапанов. Это регулирует станция управления скважиной по критерию – минимально допустимое расстояние по вертикали от динамического уровня жидкости до действующего клапана.

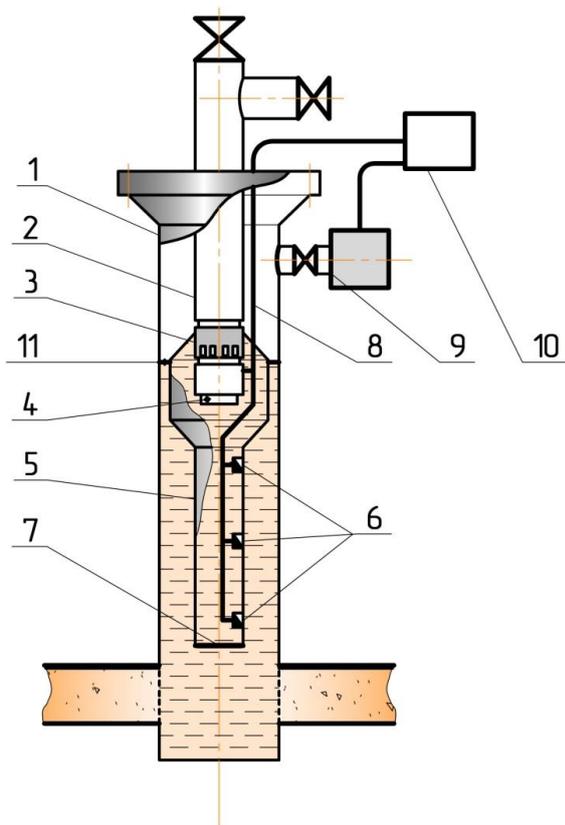


Рис. 4. Схема эксплуатации скважины с УЭЦН с кожухом и хвостовиком с впускными клапанами: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – подъемные трубы выше насоса; 3 – ЭЦН с погружным электродвигателем; 4 – ТМС; 5 – хвостовик; 6 – электромагнитные клапаны; 7 – заглушка; 8 – кабель электропитания ПЭД, магнитных клапанов и обратной связи от датчиков ТМС ЭЦН; 9 – стационарный уровнемер; 10 – станция управления скважины; 11 – уровень жидкости в МП скважины

Fig. 4. Well operation diagram with ESP with casing and stank with filling valves: 1 – casing; 2 – tubing string above the pump; 3 – electrical submersible pump with downhole motor; 4 – thermomanometric system of ESP; 5 – stank below the pump; 6 – magnet valves; 7 – blank plug; 8 – power supply cable for the SEM, solenoid valves and feedback from TMS ESP sensors; 9 – stationary level glass; 10 – well control station; 11 – dynamic level of a well

Выводы

Выполнен анализ источников литературы по применяемым в нефтедобывающей промышленности технологиям доставки реагентов в скважинную зону с отложениями с целью их удаления. Выполнена работа над дизайном скважинного оборудования для рациональной доставки химического реагента на прием

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Крупин Г.Г. Комплексный подход к удалению АСПО в добывающих скважинах Кыртаельского месторождения // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – С. 16–17.
2. Филин В.Н. Методы снижения влияния осложняющих факторов при эксплуатации осложненного фонда в ООО «Лукойл-Коми» // Инженерная практика. – 2019. – № 8. – С. 16–24.

электроцентробежного насоса. Комплекс выполненных мероприятий позволяет сформулировать следующие выводы по анализируемой теме:

1. Применение органических растворителей для удаления АСПО с подземного оборудования скважин является надежным и экологически выверенным способом продления безаварийной эксплуатации осложненных скважин. Повышение эффективности использования растворителей АСПО базируется на развитии нескольких направлений: на соответствии компонентного состава растворителя составу АСПО, на адресной доставке реагента в зону с отложениями при одновременном сохранении качества реагента на уровне товарных кондиций. Приведенная в статье информация посвящена второму направлению повышения эффективности применения растворителей АСПО.
2. Использование реагентных трубок на стационарной и периодической основе для удаления АСПО, газогидратов, галитов и водного конденсата из газовых скважин нашло широкое применение в нефтяных компаниях по всему миру.
3. Предложена конфигурация подземного оборудования скважины с электроцентробежным насосом для добычи парафинистой и смолистой нефти. Дизайн дополнительного оборудования основан на использовании реагентной трубки внутри колонны лифтовых труб, цилиндрического кожуха-контейнера в зоне насоса и погружного электродвигателя, а также на применении специального клапана для перевода реагента из колонны НКТ в кольцевое пространство между кожухом и корпусом насоса и доведения реагента до приемных отверстий ЭЦН.
4. Авторы статьи считают, что терминология трубок для подачи реагентов в скважинах: «капиллярная» и «колтюбинговая», носит условный характер и допустимо обозначать такие трубки как реагентные. Насколько должен быть большим или малым внутренний диаметр реагентной трубки определяется по формуле Дарси–Вейсбаха исходя из свойств и расхода реагента.
5. При отсутствии на скважине реагентной трубки органический растворитель закачивают по межтрубному пространству или по колонне НКТ. Для исключения неопределенности в объемах закачки дорогостоящего реагента предложено скважину предварительно снабжать датчиками давления и до подачи растворителя в скважину подавать реперную жидкость – высокоминерализованную воду – для уверенной регистрации датчиками давления.

3. Ragunathan T., Husin H., Wood C.D. Wax formation mechanisms, wax chemical inhibitors and factors affecting chemical inhibition // Applied Sciences. – 2020. – V. 10. – № 2. – P. 479.
4. McClafin G.G., Whitfill D.L. Control of paraffin deposition in production operations // Journal of petroleum technology. – 1984. – V. 36. – № 11. – P. 1965–1970.

5. Struchkov I.A., Roschin P.V. Energy efficiency challenge of waxy oil production by electric submersible pumps // *Resource-Efficient Technologies*. – 2017. – V. 3. – № 2. – P. 194–197.
6. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – Т. 9. – № 3. – С. 2091–2107.
7. Мелик-Пашаев В.С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 334 с.
8. Петрова Л.М. Техногенные изменения свойств углеводородов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана. Сборник статей. – Азнакаево: ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и Волго-Камское отделение Российской академии естественных наук, 2008. – С. 107–113.
9. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласта-скважина–УППН / В.Н. Глущенко, М.А. Силин, О.А. Пташко, А.В. Денисова. – М.: МАКС Пресс. 2008. – 328 с.
10. Обзор технологий для предотвращения образования АСПО в скважинах Первомайской группы месторождений ПАО «Оренбургнефть» / Е.А. Круглов, Д.В. Лыков, А.П. Баряев, Д.А. Осипов, Н.А. Галиев, А.Ф. Абдуллин // *Инженерная практика*. – 2017. – № 4. – С. 14–16.
11. Устьячкинцев Е.Н., Мелихин С.В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2016. – Т. 15. – № 18. – С. 61–70.
12. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
13. Paraffin deposition in oil production. Oil composition and paraffin inhibitors activity / M.C. Garcia, L. Carbognani, A. Urbina, M. Orea // *Petroleum science and technology*. – 1998. – V. 16. – № 9–10. – P. 1001–1021.
14. Review of solvents based on biomass for mitigation of wax paraffin in Indonesian oilfield / M.K. Afdhol, M. Abdurrahman, F. Hidayat, F.K. Chong, H.F. Mohd Zaid // *Applied Sciences*. – 2019. – V. 9. – № 24. – P. 5499.
15. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков, Ф.Р. Хайдаров, А.В. Емельянов, М.В. Голубев, Л.Е. Каштанова, К.В. Чернова, Д.Е. Бугай, А.Б. Лаптев. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
16. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // *Нефтегазовое дело*. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 67–72.
17. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Ижевск: ООО «Парацельс Принт», 2015. – 354 с.
18. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil / I.A. Struchkov, P.V. Roschin, V.T. Litvin, V.A. Ol'hovskaya, E.S. Kalinin // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – V. 10. – № 2. – P. 755–767.
19. A critical review of controlling paraffin deposition in production lines using chemicals / Y. Chi, J. Yang, C. Sarica, N. Daraboina // *Energy & fuels*. – 2019. – V. 33. – № 4. – P. 2797–2809.
20. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
21. Hao L.Z., Al-Salim H.S., Ridzuan N. Review of the mechanism and role of wax inhibitors in the wax deposition and precipitation // *Pertanika Journal of Science & Technology*. – 2019. – V. 27. – № 1.
22. Гарифуллин И.Ш. Эффективность применения специального погружного кабельного устройства для предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах // *Нефтяное хозяйство*. – 2005. – № 12. – С. 92–95.
23. Чертовских Е.О., Салихов Р.М. Альтернативные решения проблемы галито- и гипсообразования при добыче нефти в Восточной Сибири // *Инженерная практика*. – 2017. – № 4. – С. 38–46.
24. Тороп О.В. Опыт эксплуатации добывающих скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в осложненных условиях по причине выпадения хлоридных солей // *Инженерная практика*. – 2020. – № 1. – С. 12–18.
25. Jennings D.W., Breitgam J. Paraffin inhibitor formulations for different application environments: from heated injection in the desert to extreme cold arctic temperatures // *Energy & fuels*. – 2010. – V. 24. – № 4. – P. 2337–2349.
26. Прокудин А.В. Введение технологий защиты глубинно-насосного оборудования на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» // *Инженерная практика*. – 2019. – № 8. – С. 4–9.
27. Денисламов И.З., Гафаров Ш., Галимов А.М. Эффективность применения растворителей АСПО на нефтедобывающих скважинах // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2013. – № 1 (91). – С. 53–62.
28. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // *Нефтепромысловое дело*. – 2004. – № 12. – С. 41–43.
29. Разработка нефтяных месторождений: Издание в 4-х т. Т. II. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин / под ред. Н.И. Хисамутдинова, Г.З. Ибрагимова. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 273 с.
30. Мищенко И.Т., Леонов И.В. Основы физико-математической модели системы «эксплуатационный объект-добывающая скважина-установка ЭЦН // *Вестник Ассоциации буровых подрядчиков*. – 2011. – № 3. – С. 36–40.
31. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Еникеев Р.М. Интерпретация данных современной телеметрии скважинных электроцентробежных насосов // *Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения*. – Уфа: ООО «Монография», 2014. – С. 243–250.
32. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти / С.Ф. Люшин, В.А. Рассказов, Д.М. Шейх-Али, Р.Р. Иксанова, Е.П. Линьков. – М.: Гостехиздат, 1961. – 150 с.
33. Каталог продукции НПФ «Пакер». – 2011. – № 10 – С. 106–107. URL: <http://www.npf@paker.ru> (дата обращения 02.02.2021).
34. Применимость электроцентробежных насосов с кожухом погружного электродвигателя ниже интервала перфорации в скважинах с высоким газовым фактором / В.Е. Еличев, К.В. Ливиненко, А.А. Пустовских, Р.А. Хабибуллин, А.Г. Михайлов, С.Е. Мезиков // *Нефтяное хозяйство*. – 2009. – № 11. – С. 84–87.
35. Lea J.F., Nickens H.V., Wells M.R. Gas well deliquification. 2nd ed. – New York: Elsevier Press, 2008. – 608 p.
36. Hidayat M.T., Wahid A. Study of chemical injection application with capillary string technique to overcome liquid loading in X1 well, West Java // *International Journal of Advances in Science Engineering and Technology*. – 2018. – V. 6. – № 3. – P. 70–77.
37. Passucci C., Imbo P., Peocchi M. Downhole injection of foaming agents with capillary string in a mediterranean offshore gas well // *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*. – Ravenna, Italy, 2011.
38. Fighting scale: removal and prevention / M.M. Crabtree, D. Eslinger, P. Fletcher, M. Miller, A. Johnson // *Oilfield review*. – 1999. – V. 11. – № 03. – P. 30–45.
39. Remediation of hydrate plugs in offshore wells via capillary tubing—a cost effective alternative / T.A. Gounah, K. Renfro, J.L. Bolding, M.R. Embrey // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. – Denver, Colorado, USA, 2008.
40. World's first utilization of coiled tubing to dissolve hydrate (s) in an FPSO riser: case history / L.E. Laun, M. Ovesen, H. Varhaug, K.T. Nesvik // *SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. – The Woodlands, Texas, USA, 2005.
41. Embrey M.R., Larke J. Paraffin-plug remediation in deepwater wells via capillary tubing: a cost effective alternative // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. – Florence, Italy, 2010.
42. Innovative use of capillary string for halite cleanout in sultanate of Oman / C. Veeken, A. Alawi, K. Ardia, H. Naabi, N. Janusz, A. AlAbri, H. Ghanem, A. Fadhi, K. Thakur // *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Society of Petroleum Engineers. – Abu Dhabi, UAE, 2019.
43. Structure-activity relationship study on paraffin inhibitors for crude oils (INIPAR model II) / M. Cristante, J.L. Selves, G. Grassy, J.P. Colin // *Analytica chimica acta*. – 1993. – V. 274. – № 2. – P. 303–316.

44. Wilde J., Ellis T. Cementing through capillary tubing to meet regulatory requirements: a novel approach for plug and abandonment //International Petroleum Technology Conference. OnePetro. – Beijing, China, 2013. Well Intervention Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – The Woodlands, Texas, USA, 2009.
45. Embrey M.R., Bolding J.L. Latest Advancements in Capillary Intervention On and Offshore // SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – The Woodlands, Texas, USA, 2009.

Поступила 22.09.2021 г.

Информация об авторах

Денисламов И.З., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Имамудинова А.А., студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Самушкова Э.С., студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.276.72

TECHNICAL SOLUTIONS FOR REMOVING ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS WITH SOLVENTS FROM OIL-PRODUCING WELLS

Ildar Z. Denislamov¹,
denislamoviz@mail.ru

Adelina A. Imamutdinova¹,
adelina.imamutdinova99@mail.ru

Elina S. Samushkova¹,
elinkasamushkova@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the study follows from the fact that there is residual oil of increased density with a significant content of heavy components, primarily asphaltenes and resins, in many fields. For many oil companies, there is an increase in the production of wells, the operation of which is complicated by the formation of asphalt-resin-paraffin deposits.

Aims: to perform an overview analysis of the application of methods for preventing and removing asphalt-resin-paraffin deposits in oil fields and to develop an arrangement of underground well equipment based on the use of a reagent tube for delivery of reagents of any type and dosage for receiving an electric submersible pump.

Objects: methods for removing asphalt-resin-paraffin deposits based on the use of organic solvents which are delivered to the intake of a deep pump along the annulus and the tubing. The article discusses all possible options for reagent delivery: two types along the annulus and the same amount along the tubing string.

Methods: based on the laws of physical hydrodynamics, the basics of indicator (reference) technologies and comparative analysis of technical innovations in the world experience of dealing with well deposits.

Results. The authors have substantiated the need to locate the reagent tube inside the tubing string; developed the design of the reagent tube and pumping equipment, which ensures the delivery of any type of reagent to the intake of an electric submersible pump. It was proposed to determine the degree of filling of the tubing string by means of an intermediate – reference – fluid with properties different from borehole fluid and organic solvent. The paper introduces the theory of double oil flow in the annular space to explain the results of factor analysis of the successful delivery of the solvent through the annulus of the well with asphalt-resin-paraffin deposits.

Key words:

Well, reagent tube, inhibitor, pressure sensor, density, asphalt-resin-paraffin deposits, annulus, reference fluids, organic solvent.

REFERENCES

- Krupin G.G. Kompleksny podkhod k udalenyu ASPO v dobyvayushchikh skvazhinakh Kyrtalskogo mestorozhdeniya [Integrated approach to the removal of ARPD in production wells of the Kyrtalskoe field]. *Inzhenernaya praktika*, 2017, no. 3, pp. 16–17.
- Filin V.N. Metody snizheniya vliyaniya oslozhnyayushchikh faktorov pri ekspluatatsii oslozhnennogo fonda v OOO «Lukoil-Komi» [Methods of reducing the influence of complicating factors during the operation of a complicated fund in OOO Lukoil-Komi]. *Inzhenernaya praktika*, 2019, no. 8, pp. 16–24.
- Ragunathan T., Husin H., Wood C.D. Wax formation mechanisms, wax chemical inhibitors and factors affecting chemical inhibition. *Applied Sciences*, 2020, vol. 10, no. 2, pp. 479.
- McClaflin G.G., Whitfill D.L. Control of paraffin deposition in production operations. *Journal of petroleum technology*, 1984, vol. 36, no. 11, pp. 1965–1970.
- Struchkov I.A., Roschin P.V. Energy efficiency challenge of waxy oil production by electric submersible pumps. *Resource-Efficient Technologies*, 2017, vol. 3, no. 2, pp. 194–197.
- Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, no. 3, pp. 2091–2107.
- Melik-Pashaev V.S. *Geologiya, razvedka i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Geology, exploration and development of oil fields]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 334 p.
- Petrova L.M. Tekhnogennye izmeneniya svoystv uglevodorodov na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Technogenic changes in the properties of hydrocarbons at the late stage of development of oil fields]. *Rol nauki pri rasshirenii sfery deyatel'nosti neftyanikov Tatarstana. Sbornik statey* [The role of science in expanding the scope of activities of oil workers in Tatarstan. Digest of articles]. Aznakaev, JSC TATNEFT named after V.D. Shashin and the Volga-Kama branch of the Russian Academy of Natural Sciences Publ., 2008. pp. 107–113.
- Glushchenko V.N., Silin M.A., Ptashko O.A., Denisova A.V. *Neftepromyslovaya khimiya: oslozheniya v sisteme plast-skvazhina–UPPN* [Oilfield chemistry: complications in the reservoir–well–OPPU system]. Moscow, MAKS Publ. 2008. 328 p.
- Kruglov E.A., Lykov D.V., Baryayev A.P., Osipov D.A., Galiev N.A., Abdullin A.F. Obzor tekhnologiy dlya predotvrashcheniya obrazovaniya ASPO v skvazhinakh Pervomayskoy gruppy mestorozhdeniy PAO «Orenburgneft» [Review of technologies for preventing the formation of ARPD in the wells of the Pervomayskaya group of fields of PJSC «Orenburgneft»]. *Inzhenernaya praktika*, 2017, no. 4, pp. 14–16.
- Ustkachintcev E.N., Melekhin S.V. Determination of the efficiency of wax deposition prevention methods. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas engineering and mining*, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 61–70. In Rus.
- Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage. *Electronic scientific journal «Oil and Gas Business»*, 2011, no. 1, pp. 268–284. In Rus.
- Garcia M.C., Carbognani L., Urbina A., Orea M. Paraffin deposition in oil production. Oil composition and paraffin inhibitors activity. *Petroleum science and technology*, 1998, vol. 16, no. 9–10, pp. 1001–1021.
- Afdhol M.K., Abdurrahman L., Hidayat F., Chong F.K., Mohd Zaid H.F. Review of Solvents Based on Biomass for Mitigation of Wax Paraffin in Indonesian Oilfield. *Applied Sciences*, 2019, vol. 9, no. 24, pp. 5499.

15. Ibragimov N.G., Khafizov A.R., Shaydakov V.V., Khaydarov F.R., Emelyanov A.V., Golubev M.V., Kashtanova L.E., Chernova K.V., Bugay D.E., Laptev A.B. *Oslozheniya v neftedobyche* [Complications in oil production]. Ufa, Monograph Publ., 2003. 302 p.
16. Akramov T.F., Iarkeeva N.R. Control deposits of paraffin, asphalt-resin components of oil. *Oil and Gas Business*, 2017, vol. 15, no. 4, pp. 67–72. In Rus.
17. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdeniy nefii v oslozhnennykh usloviyakh* [Operation of oil fields in difficult conditions]. Izhevsk, LLC «Paracelsus Print», 2015. 354 p.
18. Struchkov I.A., Roschin P.V., Litvin V.T., Ol'hovskaya V.A., Kalinin E.S. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no. 2, pp. 755–767.
19. Chi Y., Yang J., Sarica C., Daraboina N. A critical review of controlling paraffin deposition in production lines using chemicals. *Energy & fuels*, 2019, vol. 33, no. 4, pp. 2797–2809.
20. Persiyanov M.N. *Dobycha nefii v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil production in difficult conditions]. Moscow, LLC «Nedra-Business Center», 2000. 653 p.
21. Hao L.Z., Al-Salim H.S., Ridzuan N. A Review of the Mechanism and Role of Wax Inhibitors in the Wax Deposition and Precipitation. *Pertanika Journal of Science & Technology*, 2019, vol. 27, no. 1.
22. Garifullin I.S.H. Efficiency of application of special downhole cable device for prevention of asphalt-resin-wax deposits in wells. *Oil industry*, 2005, no. 12, pp. 92–95. In Rus.
23. Chertovskikh E.O., Salikhov R.M. Alternativnye resheniya problemy galito- i gipsoobrazovaniya pri dobyche nefii v Vostochnoy Sibiri [Alternative solutions to the problem of halite and gypsum formation during oil production in Eastern Siberia]. *Inzhenernaya praktika*, 2017, no. 4, pp. 38–46.
24. Torop O.V. Opyt ekspluatatsii dobyvayushchikh skvazhin RUP «Proizvodstvennoe obedinenie "Belorusneft"» v oslozhnennykh usloviyakh po prichine vypadeniya khloridnykh soley [Operating experience of production wells of RUE «Production Association "Belorusneft"» in difficult conditions due to precipitation of chloride salts]. *Inzhenernaya praktika*, 2020, no. 1, pp. 12–18.
25. Jennings D.W., Breitgam J. Paraffin inhibitor formulations for different application environments: from heated injection in the desert to extreme cold arctic temperatures. *Energy & fuels*, 2010, vol. 24, no. 4, pp. 2337–2349.
26. Prokudin A.V. Vnedrenie tekhnologii zashchity glubinnonasosnogo oborudovaniya na mestorozhdeniyakh OOO «Lukoil-Zapadnaya Sibir» [Implementation of technologies for protection of downhole pumping equipment at the fields of OOO Lukoil-Western Siberia]. *Inzhenernaya praktika*, 2019, no. 8, pp. 4–9.
27. Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A., Galimov A.M. The use of solvents of asphalt-tar-wax depositions at oil wells. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2013, no. 1 (91), pp. 53–62. In Rus.
28. Mineev B.P., Boligatova O.V. Two types of paraffin, the drop-down on the downhole equipment in oil production. *Oilfield engineering*, 2004, no. 12, pp. 41–43. In Rus.
29. Khisamutdinov N.I., Ibragimov G.Z. *Razrabotka nefnyanyh mestorozhdeniy* [Development of oil fields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1994. Vol. 2, 273 p.
30. Mishenko I.T., Leonov I.V. Fundamentals of physical-mathematical model of «development target – producing well – ESP» system. *Drilling Contractors Association Bulletin*, 2011, no. 3, pp. 36–40. In Rus.
31. Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A., Enikeev R.M. Interpretatsiya dannykh sovremennoy telemekhnologii skvazhinnykh elektrosentrobeyznykh nasosov [Interpretation of modern telemetry data for borehole electric centrifugal pumps]. *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya* [Oil and gas technologies and new materials. Problems and solutions]. Ufa, OOO «Monografiya» Publ., 2014. pp. 243–250.
32. Lyushin S.F., Rasskazov V.A., Sheyk-Ali D.M., Iksanova R.R., Linkov E.P. *Borba s otlozheniyami parafina pri dobyche nefii* [Fighting wax deposits in oil production]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1961. 150 p.
33. Product catalog of NPF «Packer», 2011, no. 10, pp. 106–107. Available at: <http://www.npf@paker.ru> (accessed 2 February 2021).
34. Yelichev V.A., Litvinenko K.V., Pustovskikh A.A., Khabibullin R.A. Applicability of electric centrifugal pumps with submersible electric motor casing below the perforated interval in wells with high gas-oil ratio. *Oil industry*, 2009, no. 11, pp. 84–87. In Rus.
35. Lea J.F., Nickens H.V., Wells M.R. *Gas Well Deliquification*. 2nd ed. New York, Elsevier Press, 2008. 608 p.
36. Hidayat M.T., Wahid A. Study of chemical injection application with capillary string technique to overcome liquid loading in X1 Well, West Java. *International Journal of Advances in Science Engineering and Technology*, 2018, vol. 6, no. 3, pp. 70–77.
37. Passucci C., Imbo P., Peoucchi M. Downhole injection of foaming agents with capillary string in a mediterranean offshore gas well. *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*. Ravenna, Italy, 2011.
38. Crabtree M.M., Eslinger D., Fletcher P., Miller M., Johnson A. Fighting scale: removal and prevention. *Oilfield review*, 1999, vol. 11, no. 3, pp. 30–45.
39. Gounah T.A., Renfro K., Bolding J.L., Embrey M.R. Remediation of hydrate plugs in offshore wells via capillary tubing—a cost effective alternative. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. Denver, Colorado, USA, 2008.
40. Laun L.E., Ovesen M., Varhaug H., Nesvik K.T. World's first utilization of coiled tubing to dissolve hydrate (s) in an FPSO riser: case history. *SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. The Woodlands, Texas, USA, 2005.
41. Embrey M.R., Larke J. Paraffin-plug remediation in deepwater wells via capillary tubing: a cost effective alternative. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. Florence, Italy, 2010.
42. Veeken C., Alawi A., Ardia K., Naabi H., Janusz N., Al Abri, A., Ghanem H., Fadhi A., Thakur K. Innovative use of capillary string for halite cleanout in sultanate of Oman. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Society of Petroleum Engineers. Abu Dhabi, UAE, 2019.
43. Cristante M., Selves J.L., Grassy G., Colin J.P. Structure-activity relationship study on paraffin inhibitors for crude oils (INIPAR model II). *Analytica chimica acta*, 1993, vol. 274, no. 2, pp. 303–316.
44. Wilde J., Ellis T. Cementing through capillary tubing to meet regulatory requirements: a novel approach for plug and abandonment. *International Petroleum Technology Conference*. OnePetro. Beijing, China, 2013.
45. Embrey M.R., Bolding J.L. Latest advancements in capillary intervention on and offshore. *SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. The Woodlands, Texas, USA, 2009.

Received: 22 September 2021.

Information about the authors

Ildar Z. Denislamov, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Adelina A. Imamutdinova, bachelor student, Ufa State Petroleum Technological University.

Elina S. Samushkova, bachelor student, Ufa State Petroleum Technological University.

УДК 622. 322

МЕХАНИЗМ ФИЛЬТРАЦИИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ В ФИЛЬТРЕ, НАХОДЯЩЕМСЯ В КОНТАКТЕ С ГОРНОЙ ПОРОДОЙ

Хабибуллин Марат Яхиевич,
m-hab@mail.ru

Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал в г. Октябрьский,
Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девоновская, 54-а.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью предотвратить введение в прифильтровую зону объема породы с большей однородностью и большего размера по сравнению с крупной фракцией пластового песка – попытка добиться улучшения фильтрационных свойств прифильтовой зоны, т. е. снижения $\zeta_{2фж}$ и $\zeta_{2п}$. Конструкция гравийной набивки одновременно должна исключать вынос частиц пласта в скважину. Решение этой проблемы позволит улучшить работу фильтрации пластовой жидкости из пласта в скважину и сократить затраты на дополнительное применение методов интенсификации притока пластовой жидкости к скважине.

Цель: разработать методику, позволяющую при выборе конструкции фильтра, одновременно с возможностью обеспечения им надежной гидравлической связи в системе пласт–фильтр, предотвращать вынос песка в скважину.

Объекты. Для предотвращения поступления песка из пласта и удержания гравия на забое скважины при создании гравийных набивок применяют щелевые, проволочные, кольцевые, титановые, металлокерамические и другие фильтры. Эти фильтры, установленные в интервале перфорации обсадной колонны без образования гравийной наружной кольцевой набивки (а именно таким образом в большинстве скважин устанавливаются фильтры на месторождениях России), очень часто забиваются пластовым песком, что приводит к снижению продуктивности скважин. Если для задержания песка используются щелевые фильтры, то эффективность их применения зависит от соответствия размера щелей гранулометрическому составу выносимого песка. Фильтры с ракушечной набивкой более эффективны, но также не всегда отвечают поставленной цели, поскольку прочность и качество ракушечника, закачиваемого в прискважинную часть пласта, довольно низкие. Кроме того, примененные на промыслах проволочные фильтры не имеют фиксации каждого витка, в результате чего при механическом повреждении одного из витков происходит срыв всей намотки.

Методы. При применении предложенной методики полученные результаты экспериментальных работ по оценке способов снижения выноса песка из несцементированных неоднородных пластов показывают, что применение фильтров в обсаженном стволе требует создания гравийной набивки в кольцевом зазоре между фильтром и колонной, в перфорированном канале и за обсадной колонной. Причем размер гравия должен быть выбран таким, чтобы исключить перемешивание гравийной обсыпки с пластовым песком за счет миграции и интрузии песка, т. е. $D/d=4-5$. Снижения производительности скважин можно в этом случае избежать путем увеличения размера и количества перфорационных отверстий. Следует отметить, что предотвращение выноса песка означает, что при оптимальном установившемся режиме работы скважины фильтр удерживает частицы скелета пласта, но пропускает мелкодисперсные и глинистые частицы. В период запуска скважины картина несколько иная – пропускается и часть скелетообразующих частиц до того момента, пока на фильтрующей оболочке не образуется естественный фильтр из отсортированных крупных фракций.

Результаты. Частицы, которые составляют структуру породы, не должны выноситься из пласта за счет применения фильтра. Практически это означает, что фильтр должен не пропускать 75–85 % (по весу) более крупных фракций песка. Для сохранения общей устойчивости скелета пласта можно допустить вынос мелких частиц не более 15–25 % (по весу).

Ключевые слова:

Песчаник, прискважинный, скважина, термический, методы, интенсивный.

Введение

В последнее время в связи с развитием и внедрением термических методов повышения нефтеотдачи пластов проблема борьбы с пескопроявлениями в скважинах стала особо актуальна. В результате выноса песка из пласта значительно снижается эффективность применения термических методов [1]. Так, например, из-за интенсивного разрушения прискважинной части пласта и образования песчаных пробок в нагнетательных и эксплуатационных скважинах паротепловое воздействие на нефтяные пласты Малгобек-Вознесенского месторождения признано неэффективным [2].

Методология

Наиболее перспективными методами борьбы с этими пескопроявлениями являются технологии и оборудование, которые позволяют задерживать песок в затрубном пространстве:

- закачка в затрубное пространство призабойной зоны скважины цементных, пеноцементных и цементно-песчаных смесей;
- применение на забое фильтров различных конструкций;
- нагнетание в призабойную зону скважин песка с крупной фракцией зерен и гравия;
- закачка в затрубное пространство призабойной зоны скважины синтетических смол;
- комбинированные способы, включающие вышеперечисленные.

Для предотвращения поступления песка из пласта и удержания гравия на забое скважины при создании гравийных набивок применяют щелевые, проволочные, кольцевые, титановые, металлокерамические и другие фильтры [3]. Эти фильтры, установленные в интервале перфорации обсадной колонны без образования гравийной наружной кольцевой набивки

(а именно таким образом в большинстве скважин устанавливаются фильтры на месторождениях России), очень часто забиваются пластовым песком, что приводит к снижению продуктивности скважин [4]. Если для задержания песка используются щелевые фильтры, то эффективность их применения зависит от соответствия размера щелей гранулометрическому составу выносимого песка. Однако даже при тщательном подборе фильтра наблюдается снижение продуктивности скважин из-за его кольматации [5]. При эксплуатации скважин в условиях применения тепловых методов повышения нефтеотдачи эти фильтры также не обеспечивают надежную защиту от поступления песка в скважину. Так, на месторождении Кенкиак, где осуществлялось паротепловое воздействие, проволочные фильтры были установлены в 255 скважинах. В 177 из них была получена низкая эффективность защиты от поступления песка в скважину [6]. Основными недостатками проволочных фильтров является то, что при их использовании без гравийной набивки мелкие частицы глины и песка поступают из пласта в скважину, образуя между фильтром и обсадной колонной уплотненный слой песка с низкой проницаемостью.

Фильтры с ракушечной набивкой более эффективны, но также не всегда отвечают поставленной цели, поскольку прочность и качество ракушечника, закачиваемого в прискважинную часть пласта, довольно низкие [7]. Кроме того, примененные на промыслах проволочные фильтры не имеют фиксации каждого витка, в результате чего при механическом повреждении одного из витков происходит срыв всей намотки.

В последнее время в НПО «Союзтермнефть» было предложено несколько новых конструкций фильтров, среди которых особого внимания заслуживает металлокерамический фильтр с титановыми фильтрующими элементами. Титановые фильтрующие элементы обладают высокой проницаемостью (не менее 3 мкм^2) с размером пор $150\text{--}200 \text{ мкм}$ и пределом прочности на смятие не менее $1,5 \text{ МПа}$ [8]. Несмотря на бесспорные достоинства титановых фильтроэлементов (коррозионная и термическая стойкость, биологическая инертность, возможность многократного использования), они обладают рядом недостатков, сдерживающих их широкое внедрение. Так, если песчаный пласт содержит глинистый материал, то наблюдается быстрая кольматация фильтров при эксплуатации скважин, фильтры разрушаются уже при репрессии $0,9\text{--}1,2 \text{ МПа}$ при их обратной промывке, при спуске фильтров на забой скважины происходит разрушение титановых фильтроэлементов.

Одним из наиболее эффективных способов предотвращения поступления песка в скважину является создание за обсадной колонной в прискважинной части пласта гравийной набивки [9]. Гравийные набивки используются на месторождениях как с чисто песчаными (с широким фракционным составом), так и с глинисто-песчаными коллекторами. Однако опыт создания набивок показал, что при неполном намыве гравия и при неплавном пуске скважины в

эксплуатацию (сразу на полную подачу) происходит вынос песка в скважину, причем межремонтный период не превышает $8\text{--}15$ суток [10].

С течением времени наблюдается проседание гравия из-за переуплотнения набивки, приводящее к образованию полостей, свободных от гравия, через которые песок вновь начинает поступать в скважину. Наиболее широко используемый материал для гравийной набивки – природный крупнозернистый песок. Однако применение такого наполнителя в значительной степени ограничено из-за растворения кремнезема горячими высокощелочными жидкостями [11] (особенно при закачке в пласт водяного пара), а также дробления песка при намыве набивки. Использование других материалов в качестве наполнителя для набивки широкого применения не получило. Широкое внедрение метода создания гравийных набивок сдерживается недостатком оборудования для проведения процесса (оно в основном импортное – фирмы «Lynes» и «BIW Incorporated») [12]. Кроме того, данный метод имеет малую эффективность для условий месторождений, разрабатываемых с осуществлением термических методов повышения нефтеотдачи.

Обсуждение

Среди методов и способов крепления прискважинной части пласта наибольшее распространение на практике получили такие, как консолидация слабосцементированных песчаников цементными растворами, смолами и тампонирующими составами на их основе. Результаты испытаний способов крепления прискважинной части пласта цементными растворами показали, что наряду с осложнениями, возникающими при закачке раствора в пласт (выпадение песка из раствора, образование цементной пробки на забое скважины), наблюдается непродолжительность эффекта, значительное снижение проницаемости закрепленной зоны (остаточная проницаемость не превышает $0,1\text{--}0,3 \text{ мкм}^2$). Поэтому в настоящее время цементные растворы для крепления прискважинной части пласта используются редко. Чаще всего крепление слабосцементированных коллекторов осуществляется фенольными, фенолформальдегидными, фурановыми и фенолофурановыми смолами. При этом достигаются высокие значения предела прочности консолидированной породы на сжатие (до $10\text{--}20 \text{ МПа}$). Одним из основных параметров, характеризующих эффективность процесса крепления слабосцементированных коллекторов, является остаточная проницаемость закрепленной зоны. В литературных источниках приводятся противоречивые данные по этому вопросу. В работе [13] авторы утверждают, что при креплении чистого высокопроницаемого песка фракции $0,124\text{--}0,177 \text{ мм}$ (проницаемостью около 10 мкм^2) достигается остаточная проницаемость порядка $50\text{--}90 \%$ от первоначальной, в то время как по другим данным не более $10\text{--}30 \%$. Крепление прискважинной части пласта смолами рекомендуется при следующем сочетании пластовых условий [14]:

- небольшая мощность обрабатываемого пласта (не более 3 м);

- высокое пластовое давление;
- однородный по проницаемости закрепляемый участок пласта;
- тенденция к увеличению выноса песка в процессе эксплуатации.

При креплении скважин водорастворимыми смолами ТСД-9, ТС-10, СФЖ-3012 отмечено, что эффективность обработки зависит от содержания воды в добываемой продукции. При креплении скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения водорастворимыми смолами при добыче безводной продукции наблюдалось прекращение выноса песка из пласта до года и более. В условиях, когда на забое добывающих скважин появлялась вода, эффективность резко снижалась. При этом наблюдались такие осложнения, как вынос песка и затвердевшей смолы, затрудненное освоение скважин. Эксперименты показали, что при прочих равных условиях наличие воды в образце снижает прочность в 1,5 раза в сравнении с нефтенасыщенными образцами. Для крепления обводнившихся скважин используются смолоспесчаные смеси, приготовленные на поверхности и закачиваемые в прискважинную часть пласта. Опыт применения синтетических смол показал, что при наличии кавернозности в прискважинной части устранить вынос песка не всегда удастся. В этом случае затвердевание смолы в каверне приводит к снижению продуктивности скважины. Кроме того, за счет гравитационных сил смола размещается в нижней части пласта, не

укрепляя верхнюю. Для крепления кавернозных при-фильтровых зон используются вспененные смолы. Однако при этом прочность закрепленной зоны не превышает 3,0 МПа. Кроме того, способ не применим в скважинах с забойными температурами выше 383 К. Кроме указанных способов крепления слабосцементированных коллекторов применяются и комбинированные методы, такие как укрепление гравийной набивки смолами [15]. В последнее время зарубежными фирмами было предложено большое количество новых составов смол: «Аква-Эпон» фирмы «Shell», «Сендлокк 5» фирмы «Dowell», «Сен-Стоп-Аква» фирмы «Vinaues» и другие [16].

Во ВНИИКРнефть в конце 1970-х гг. был разработан проницаемый полимерный материал Контарен, приготовляемый на основе сланцевых алкилрезорцинов и уротропина. При креплении слабосцементированных коллекторов составом Контарен достигается высокая проницаемость – 2–50 мкм², предел прочности на сжатие составляет 2,5...4,5 МПа, термостойкость – до 473 К. Одним из осложнений, возникающих при использовании состава Контарен, является трудность освоения скважин, так как для притока пластовых флюидов необходимо создание фильтрационных каналов путем растворения затворенного в смоле гранулированного хлорида натрия. В табл. 1 приводятся основные характеристики синтетических смол и составов на их основе для крепления прискважинной части пласта.

Таблица 1. Характеристика смол и составов на их основе, используемых для крепления прискважинной части пласта

Table 1. Characteristics of resins and compositions based on them used for fixing the near-wellbore portion of the formation

Название состава Name of the composition	Рабочий температурный диапазон, К Working temperature range, K	Предел прочности на сжатие, МПа Tensile strength compression, МПа	Остаточная проницаемость, мкм ² Residual permeability, мм ²	Пригодность для обработки глинизированных песков Suitability for processing claysands
Бейкер Пласти Baker Plasti	311–380	–	–	рекомендуется recommended
Сент-Бонд 4 St Bond 4	311–422	–	–	пригодна fit
К-90	355–411	–	–	пригодна до 20 % глин suitable for up to 20 % of clays
Эпокси 2 Ероху 2	311–366	–	–	пригодна fit
Санфикс Sanfix	–	10–15	до 0,60	пригодна fit
Инкричед Санфикс Incriched Sanfix	до 450	3–29	–	непригодна unfit
СФЖ-3012 SFZh-3012	293–423	3,5–4,5	2–50	–
ССФ/SSF	293–373	–	–	–
Контарен Kontaren	до 473	–	–	–

С целью снижения влияния воды на прочность закрепляемой зоны в ряде случаев предусматривается введение в пласт добавок (FeCl₃ и другие), повышающих адгезию смолы на поверхности породы. Эффективность крепления снижается, если до крепления прискважинная часть пласта была обработана плавиковой кислотой. В этом случае прочность большинства смол снижается на 50 % и более.

Следует отметить, что ввиду сравнительно высокой стоимости смол и сопутствующих реагентов крепление прискважинной части пласта смолами и тампонажными составами на их основе стоит дороже, чем спуск фильтра или намыв гравийной набивки [16].

В последние годы у нас в стране и за рубежом проделан большой объем работ по изысканию эффективных составов на синтетической основе для креп-

ления слабосцементированных коллекторов и разработке технологий крепления прискважинной части пласта.

Узкие границы применимости, а также довольно высокая стоимость синтетических смол сдерживает их широкое внедрение в практику нефтедобычи.

Для проектирования средств задержания песка и выявления условий разрушения материала прискважинной зоны пласта крайне важно получать пластовые керны высокого качества, т. е. относительно ненарушенные. Их следует изучать везде, где ожидаются осложнения с выносом песка и планируются большие масштабы разработки природных ресурсов.

Полученные образцы кернов подвергают испытаниям в камерах с трехосным нагружением, в результате чего строят диаграмму Мора, широко используемый критерий для изучения сдвигового разрушения грунтов, а также арочного эффекта при различной насыщенности флюидами, скоростей течения жидкости и нагружения [17], что позволяет предсказать поведение пород на различных стадиях разработки нефтенасыщенных пластов и предупредить их разрушение и вынос песка в скважины [18].

Сопротивление системы пласт–фильтр (ζ_2), зависящее от несовершенства по характеру вскрытия пласта, включает в себя кроме вышеуказанных гидравли-

ческих характеристик фильтров гидравлические характеристики пород в прифильтровой зоне [19]. В случае скачкообразного изменения проницаемости пород в пласте

$$\zeta_{2n} = \left(\frac{K_n}{K_u} - 1 \right) \ln \frac{r_u}{r_c},$$

где K_n и K_u – соответственно коэффициенты фильтрации пород продуктивного пласта и у скважины в зоне с измененной проницаемостью; r_u – радиус зоны с измененной проницаемостью, м; r_c – радиус фильтра, м.

Графики рассматриваемой зависимости приведены на рис. 1. Из графиков видно, что более интенсивно изменяется ζ_{2n} при меньших отношениях r_u/r_c и отношении K_n/K_u в меньшей степени влияет на изменение ($-\zeta_{2n}$), чем на изменение ($+\zeta_{2n}$).

Из вышесказанного следует, что сопротивление ζ_2 , представляющее собой комплексную характеристику, зависящую от качества заканчивания скважины, гидравлических особенностей фильтра, обусловленных конструкцией, а также от уменьшения проницаемости породы в прифильтровой зоне в процессе эксплуатации, зависит главным образом от совокупности показателей $\zeta_{2\text{фк}}$ и ζ_{2n} и изменения их в процессе эксплуатации скважины [20].

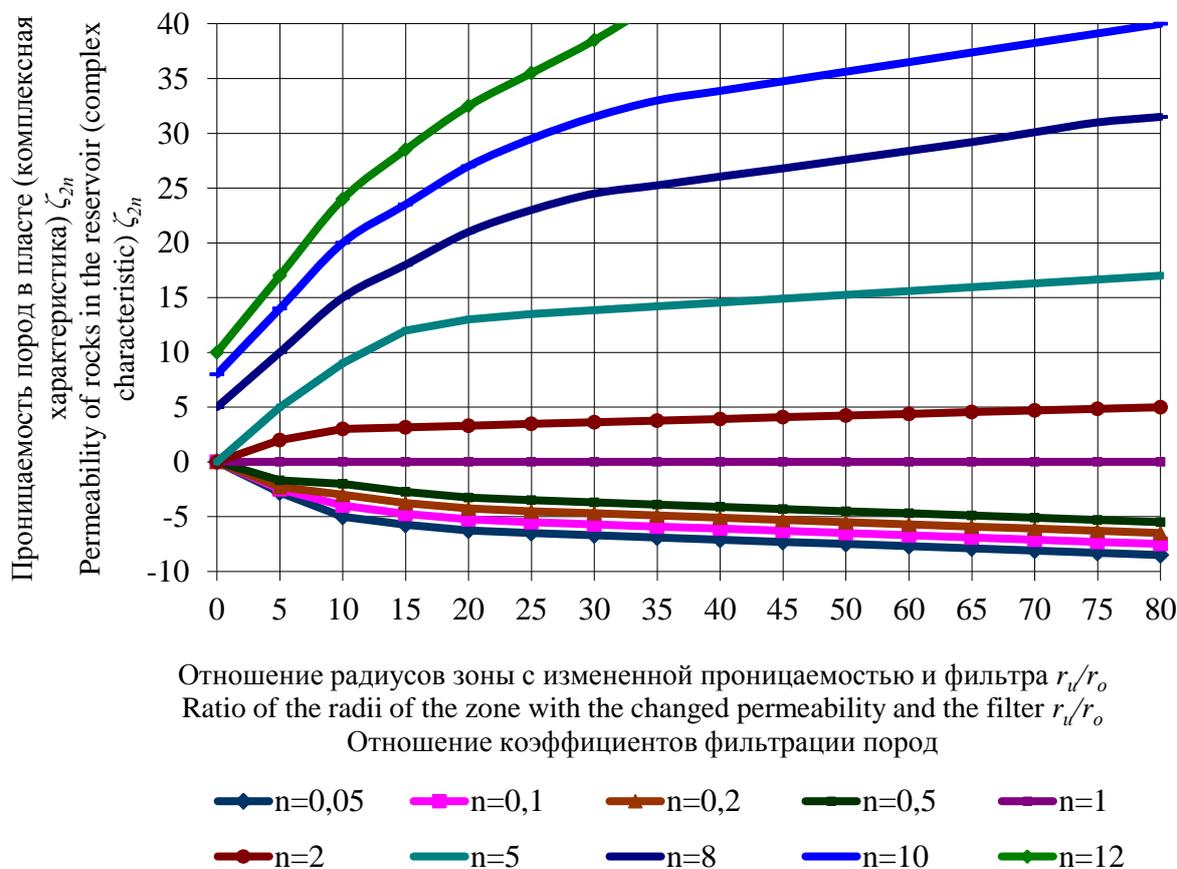


Рис 1. Зависимость проницаемости пород в пласте от отношения радиусов и коэффициентов фильтрации
 Fig 1. Dependence of rock permeability in the reservoir on the ratio of radii and filtration coefficients

Если представить гидравлическую связь пласт–фильтр в виде зон, на которых происходит изменение режимов фильтрации, то это будет выглядеть следующим образом: (рис. 2, а–г). Согласно этой схеме дадим и условные определения ее составляющих:

а) зона пласта, где скорость движения добываемой жидкости меньше критической скорости для выноса частиц, которые предполагается пропускать через фильтр;

б) зона пласта, где скорость движения добываемой жидкости больше критической скорости для выноса частиц, которые предполагается пропускать через фильтр;

в) зона взаимодействия горной породы, которая равна толщине оболочки фильтрующего элемента;

г) металлическая конструкция фильтра, при которой обеспечивается вынос из скважины частиц, прошедших через фильтр.

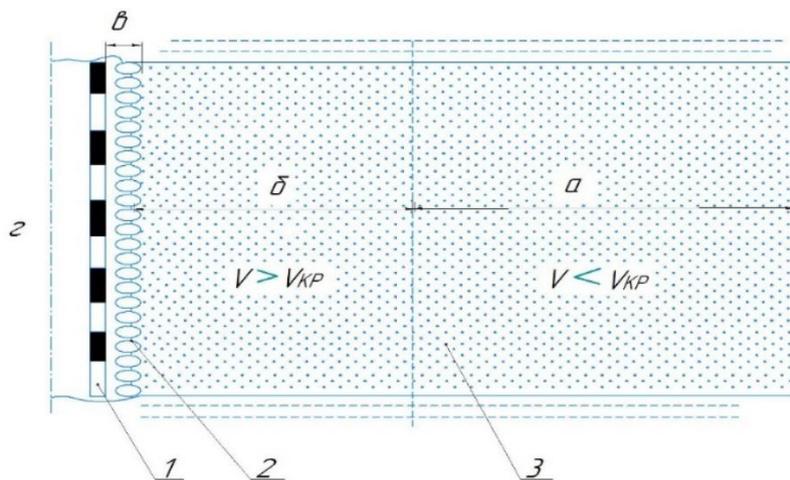


Рис. 2. Схема гидравлической связи пласт–фильтр: 1 – каркас фильтра; 2 – фильтрующая оболочка; 3 – пласт
 Fig. 2. Diagram of the reservoir–filter hydraulic connection: 1 – filter frame; 2 – filtering shell; 3 – layer

При постановке фильтров в скважину с забоем, пласт которого сложен неоднородными, слабосцементированными или рыхлыми песчаниками, зачастую со сниженной проницаемостью за счет некачественного заканчивания, следует стремиться к максимальному снижению $\zeta_{2фк}$ за счет повышения скважности фильтрующей оболочки и тем самым увеличения качества фильтрационных ходов для пропуска кольянта, что способствует и снижению $\zeta_{2п}$.

Введение в прифильтровую зону объема породы с большей однородностью и большего размера по сравнению с крупной фракцией пластового песка – попытка добиться улучшения фильтрационных свойств прифильтровой зоны, т. е. снижения $\zeta_{2фк}$ и $\zeta_{2п}$. Конструкция гравийной набивки одновременно должна исключать вынос частиц пласта в скважину.

Анализ теоретических решений и экспериментальных данных, приведенных в литературе, по обоснованию выбора соотношения размера гравия по отношению к размеру пластового песка показал, что с развитием методов эксперимента и накоплением лабораторных и промысловых данных это соотношение имеет тенденцию к уменьшению [21]. Хронологически это выглядит следующим образом.

В работе [22] при однородном составе гравийной обсыпки и пластового песка дается соотношение:

$$D/d=10-12,$$

где D – диаметр гравия, мм; d – диаметр крупных фракций песка, мм.

В работах [23, 24] соотношение $D/d=8-12$, но взятое с учетом сводообразования и диаметром зерен, кото-

рые предполагается удержать от выноса, а требования о недопущении проникновения песчаных частиц в фильтр, т. е. предотвращения его кольятации и без учета сводообразования, выражается соотношением $D/d=4-5$. Эффективность работы гравийного фильтра от соотношения между размером гравия и зерен пластового песка, неоднородного по гранулометрическому составу, исследовалась в работах [23, 24]; рекомендовано соотношение D_{max} (максимальный размер гравия)/ d_{10} (размер зерен пластового песка, соответствующих 10 % остатку при ситовом анализе)=10.

Исследования, проведенные в условиях, приближенных к скважинным, когда при закачке гравия происходит его смешивание с песком в призабойной зоне или в колонне при оседании песка во время обратной промывки, показывает, что это приводит к снижению проницаемости прифильтровой зоны и продуктивности скважины [25].

Эффективность применения гравийной набивки снижается и от качества ее подготовки. Кроме того, смешение гравия и песка происходит также во время эксплуатации скважины в том случае, если гравий велик и не может остановить движение песка.

Данные по изменению проницаемости смеси различного размера гравия с песком (Оклахома, пласт № 1) приведены в табл. 2.

Данные таблицы показывают, что при определенных пропорциях смешивания гравия и песка проницаемость смеси может быть меньше проницаемости песка. В забойных условиях (при сжатии породы) смешивание приводит к еще большей потере пористости и проницаемости. Эффект от смешения песка

и гравия значителен. Значения проницаемости сжатых смесей приведены в табл. 3, из которой видно,

что проницаемость смесей песка с гравием размером 0,25...0,42 выше, чем у остальных.

Таблица 2. Изменение проницаемости смеси различного размера гравия с песком

Table 2. Change in permeability of a mixture of different sizes of gravel with sand

Размер гравия, мм Gravel size, mm	Содержание гравия в смеси, % Gravel content in the mixture, %	Проницаемость, мкм ² Permeability, mcm ²	$K_{\text{смеси}}$ $K_{\text{песка}}$ $K_{\text{смеси}}$ $K_{\text{песка}}$	Размер гравия, мм Gravel size, mm	Содержание гравия в смеси, % Gravel content in the mixture, %	Проницаемость, мкм ² Permeability, mcm ²	$K_{\text{смеси}}$ $K_{\text{песка}}$ $K_{\text{смеси}}$ $K_{\text{песка}}$
0,25...0,42	0	11,1	1,0	0,84...2,0	5	11,1	1,00
	15	9,8	0,88		15	12,7	1,02
	25	10,2	0,92		25	16,3	1,47
	40	12,9	1,16		40	12,8	1,15
	50	17,2	1,55		60	28,1	2,53
	75	32,4	2,92		75	67,0	6,04
0,42...0,84	100	69,0	6,22	2,0...2,38	100	65,0	58,7
	5	10,0	0,90		5	12,1	1,09
	15	10,0	0,90		15	0,1	0,91
	25	1,0	0,99		25	14,3	1,29
	40	15,3	1,38		35	17,3	1,56
	75	36,6	3,30		50	14,0	1,26
	100	170,8	15,4	100	1969,9	177,3	

K – коэффициент проницаемости/permeability coefficient.

Таблица 3. Значения проницаемости сжатых смесей

Table 3. Values of permeability of compressed mixtures

Размер гравия, мм Gravel size, mm	Содержание гравия в смеси, % Gravel content in the mixture, %	Проницаемость, мкм ² Permeability, mcm ²	$K_{\text{смеси}}$ $K_{\text{песка}}$ $K_{\text{смеси}}$ $K_{\text{песка}}$	Размер гравия, мм Gravel size, mm	Содержание гравия в смеси, % Gravel content in the mixture, %	Проницаемость, мкм ² Permeability, mcm ²	$K_{\text{смеси}}$ $K_{\text{песка}}$ $K_{\text{смеси}}$ $K_{\text{песка}}$
0,25...0,42	0	8,74	1,0	0,84...2,0	10	7,3	0,84
	10	7,9	0,9		25	4,5	0,51
	15	7,7	0,88		40	2,9	0,33
	25	6,3	0,72		100	517,4	59,2
	50	7,1	0,81		–	–	–
	75	17,3	1,98		–	–	–
0,42...0,84	100	69,7	7,97	2,0...2,38	–	–	–
	15	5,5	0,63		10	7,4	0,85
	40	3,5	0,40		25	4,7	0,54
	75	5,7	0,65		40	3,0	0,34
	100	120,7	13,81		70	5,5	0,63
	–	–	–	100	2020,0	231,1	

Результаты экспериментальных работ по оценке способов снижения выноса песка из несцементированных неоднородных пластов показывают, что применение фильтров в обсаженном стволе требует создания гравийной набивки в кольцевом зазоре между фильтром и колонной, в перфорированном канале и за обсадной колонной. Причем размер гравия должен быть выбран таким, чтобы исключить перемешивание гравийной обсыпки с пластовым песком за счет миграции и интрузии песка, т. е. $D/d=4-5$. Снижения производительности скважин можно в этом случае избежать путем увеличения размера и количества перфорационных отверстий [26].

При постановке фильтров в открытом стволе значительную роль играют потери давления на поверхности раздела гравия с пластом, и следует отметить, что наибольшая производительность и эффективность фильтра в открытом стволе достигаются тогда, когда вокруг него имеется набивка, которую можно создать подрушением песчаного массива пласта путем циклического изменения дебита [27].

При выборе конструкции фильтра, одновременно с возможностью обеспечения им надежной гидравли-

ческой связи в системе пласт–фильтр, решается и основная задача – предотвращение выноса песка в скважину. Следует отметить, что предотвращение выноса песка означает, что при оптимальном установленном режиме работы скважины фильтр удерживает частицы скелета пласта, но пропускает мелкодисперсные и глинистые частицы.

В период запуска скважины картина несколько иная – пропускается и часть скелетообразующих частиц до того момента, пока на фильтрующей оболочке не образуется естественный фильтр из отсортированных крупных фракций. От количества и размера вынесенных частиц в большей степени зависит формирование прифильтровой зоны, а следовательно, $\zeta_{2\text{фк}}$ и $\zeta_{2\text{п}}$.

Экспериментальные данные, полученные при определении оптимального способа снижения выноса песка из несцементированного илистого песчаного пласта с созданием естественной гравийной обсыпки из крупных фракций песка, показывают, что лучшие результаты получены при размере меньшей щели, рассчитанной на первоначальный пропуск 95 % мел-

ких фракций $\delta=d_{95}$ [28, 29]. Следует отметить, что эти данные приведены для трехслойного проволочно-каркасного фильтра фирмы «Джонсон», у которого размеры щели уменьшаются от наружного слоя к внутреннему в отношениях 3:2:1. Снижения выноса песка из слабосцементированного пласта на Анастасиевско-Троицком месторождении удалось добиться применением двухслойных проволочно-каркасных фильтров конструкции НПО «Термнефть». Размер щели принимался: на наружном слое фильтрующей оболочки раскрытостью 0,25 мм, равным или больше диаметра зерен песка в 95 % точке по интегральной кривой гранулометрического состава ($\delta_{\text{нор}}=d_{95}$), а на внутреннем – 0,15 мм. Внутренний зазор больше диаметра зерен песка в 50 % точке, но меньше половины диаметра зерен в 85 % точке интегральной кривой ($d_{50}<\delta_{\text{внутр}}<d_{85}$) [30].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Игошин Д.Е., Никонова О.А., Мостовой П.Я. Моделирование пористой среды регулярными упаковками пересекающихся сфер // Вестник Тюменского государственного университета. – 2014. – № 7. – С. 34–42.
2. Исаева А.В., Доброжанский В.А. Математическое моделирование неизотермического фильтрационного течения в нефтяных пластах // Ломоносовские чтения. Секция физики. Сборник тезисов докладов. – М.: Физический факультет МГУ, 2017. – С. 240–242.
3. Kim Y.J., Lee K.H., Park C.Y. Limit loads for thin-walled piping branch junctions under combined pressure and in-plane bending // Journal of Strain Analysis for Engineering Design. – 2008. – V. 43. – № 2. – P. 87–108.
4. Ватульян А.О., Нестеров С.А. Об одном способе идентификации термоупругих характеристик для неоднородных тел // Инженерно-физический журнал. – 2014. – Т. 87. – № 1. – С. 217–224.
5. Брагин Ю.И., Вагин С.Б., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Справочник. – М.: Недра, 2004. – 400 с.
6. Юркив Н.И. Физико-химические основы нефтеизвлечения. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 366 с.
7. Коннов Ю.Д., Сидоркин Д.И., Хабибуллин М.Я. Механизация технологического процесса спускоподъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин // SOCAR Proceedings. – 2018. – № 2. – С. 15–24. DOI: 10.5510/OGP20180200346
8. Хабибуллин М.Я. Метод термокислотного импульсирования для увеличения нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 58–64. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
9. Хабибуллин М.Я. Совершенствование процесса солянокислотной обработки скважин применением новейших технологий и оборудования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 128–134.
10. Dubinsky G.S. On the response of fractal structures of fluid-saturated reservoir rocks under wave impact // The Collection of Scientific Papers. The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. – New York: Ron Bee & Associates, 2015. – P. 51–56.
11. Гилаев Ген.Г., Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории самарской области // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57.
12. Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». – 2019. – P. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012.
13. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». 4. Mechatronics, Robotics and Electrical Drives. – 2019. – P. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012.
14. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, А.В. Распопов, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 38–39.
15. Terentiev A.G. Deep water technology: problems and solutions // World Maritime Technology Conf. – St-Petersburg, 2012. – P. 1–7.
16. Jiabin Luo, Yongga Meng, Tianmin Shao. Research on mechanism of casing wear in sliding-impact wear condition // Advanced Tribology: Proceedings of CIST. – 2008. – P. 980–984.
17. Gao Deli, Sun Lianzhong, Lian Jihons. Prediction of casing wear in extended reach drilling // Petroleum Science. – 2010. – № 7. – P. 494–501.
18. Garkasi Ali Y., Yanghua Xiang, Gefri Lui. Casing wear in extended reach and multilateral wells // World Oil. – 2010. – № 6. – P. 135–140.
19. Привалихин Р.С. Напряженное состояние в зоне контакта двух цилиндрических тел конечной длины // Общие проблемы машиностроения. – Красноярск: СФУ, 2011. – С. 599–603.
20. Климов В.В. Интерпретация данных профилометрии обсадных колонн. Точность и инструментальная преемственность для скважин произвольного профиля // Oil&Gas Journal Russia. – 2014. – № 5 (83). – С. 36–39.
21. Каменев П.А., Богомолов Л.М. О распределении по глубине коэффициента внутреннего трения и сцепления в массивах осадочных пород о. Сахалин // Геофизические исследования. – 2017. – Т. 18. – № 1. – С. 5–19.
22. Behnia M., Seifabad M.C. Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability // Environmental Earth Sciences. – 2018. – V. 77. – № 18. – P. 354–362.
23. Lu H., Kim E., Gutierrez M. Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction // Tunneling and Underground Space Technology. – 2019. – V. 94. – № 5. – P. 278–284.
24. Cai M. Rock mass characterization and rock property variability considerations for tunnel and cavern design // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2011. – V. 44. – № 4. – P. 379–399.
25. A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore / P.A.L.P. Firme, F.L.G. Pereira, D. Roehl, C. Romanel // 50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium. – USA, Houston, 2016. – V. 3. – P. 2555–2564.
26. Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells // World Journal of Engineering and Technology. – 2017. – V. 05. – № 04. – P. 626–647.
27. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding

- rock // Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering. – 2019. – V. 38. – P. 2831–2839.
28. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – V. 4. – P. 359–369.
29. Gaede O., Karrech A., Regenauer-Lieb K. Anisotropic damage mechanics as a novel approach to improve pre- and post-failure borehole stability analysis // Geophysical Journal International. – 2013. – V. 193. – № 3. – P. 1095–1109.
30. A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths / H. Lee, S.H. Ong, M. Azeemuddin, H. Goodman // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – V. 96–97. – P. 109–119.

Поступила 22.09.2021 г.

Информация об авторах

Хабибуллин М.Я., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал в г. Октябрьский.

UDC 622.322

MECHANISM OF FILTRATION OF FORMATION LIQUID IN A FILTER IN CONTACT WITH ROCK

Marat Ya. Khabibullin,
m-hab@mail.ru

Ufa State Petroleum Technological University, branch in Oktyabrsky,
54-a, Devonskaya avenue, Oktyabrsky, 452607, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to prevent the introduction of a volume of rock with greater homogeneity and larger size into the near-filter zone compared to the coarse fraction of formation sand – an attempt to improve the filtration properties of the near-filter zone, i. e. decrease in $\zeta_{2\text{фк}}$ and $\zeta_{2\text{n}}$. The design of the gravel pack should simultaneously exclude the removal of formation particles into the well. The solution to this problem will improve the work of filtration of formation fluid from the formation into the well and reduce the cost of additional application of methods for stimulating the inflow of formation fluid to the well.

Purpose: to develop a methodology that allows, when choosing a filter design, simultaneously with the ability to provide them with a reliable hydraulic connection in the reservoir–filter system, preventing sand removal into the well.

Objects. To prevent the flow of sand from the formation and retain gravel at the bottom of the well, when creating gravel packs, slot, wire, ring, titanium, cermet and other filters are used. These screens, installed in the casing perforation interval without the formation of gravel outer annular packing (and this is how screens are installed in most wells in Russian fields), are very often clogged with formation sand, which leads to a decrease in well productivity. If slot filters are used to retain sand, then the effectiveness of their application depends on the correspondence of the slot size to the granulometric composition of the sand being removed. Filters with shell packing are more effective, but they also do not always meet the set goal, since the strength and quality of shell rock pumped into the near-wellbore part of the formation are rather low. In addition, wire filters used in the fields do not have fixation of each turn, as a result of which, if one of the turns is mechanically damaged, the entire winding breaks down.

Methods. When applying the proposed technique, the results of experimental work on evaluating ways to reduce sand production from unconsolidated heterogeneous formations show that the use of filters in a cased hole requires the creation of gravel packing in the annular gap between the filter and the string, in the perforated channel and behind the casing. Moreover, the size of the gravel should be chosen so as to exclude the mixing of the gravel packing with the formation sand due to the migration and intrusion of sand, i.e. $D/d=4-5$. A decrease in well productivity can in this case be avoided by increasing the size and number of perforations. It should be noted that sand avoidance means that under optimal steady state well operation, the filter retains formation backbone particles, but allows fines and clay particles to pass through. During the well start-up, the picture is somewhat different – part of the skeletal particles is also passed through until a natural filter of sorted coarse fractions is formed on the filtering casing.

Results. The particles that make up the rock structure should not be carried out of the formation by applying a filter. In practice, this means that the filter should not pass 75–85 % (by weight) of the larger sand fractions. To maintain the overall stability of the formation skeleton, it is possible to allow the removal of small particles not more than 15–25 % (in weight).

Key words:

Sandstone, borehole, well, thermal, methods, intensive.

REFERENCE

- Igoshin D.E., Nikonova O.A., Mostovoy P.Ya. Modeling a porous medium by regular packings of intersecting spheres. *Bulletin of the Tyumen State University*, 2014, no. 7, pp. 34–42. In Rus.
- Isaeva A.V., Dobrozhanov V.A. Matematicheskoe modelirovanie neizotermicheskogo filtratsionnogo techeniya v neftyanykh plastakh [Mathematical modeling of non-isothermal filtration flow in oil reservoirs]. *Lomonosovskie chteniya. sektsiya fiziki. Sbornik tezisev dokladov* [Lomonosov readings. Physics section. Collection of abstracts]. Moscow, Faculty of Physics, Moscow State University Publ., 2017. pp. 240–242.
- Kim Y.J., Lee K.H., Park C.Y. Limit loads for thin-walled piping branch junctions under combined pressure and in-plane bending. *Journal of Strain Analysis for Engineering Design*, 2008, vol. 43, no. 2, pp. 87–108.
- Vatulyan A.O., Nesterov S.A. On one method of identification of thermoelastic characteristics for inhomogeneous bodies. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal*, 2014, vol. 87, no. 1, pp. 217–224. In Rus.
- Bragin Yu.I., Vagin S.B., Cholovsky I.P. *Neftegazopromyslovaya geologiya i gidrogeologiya zalezhey uglevodorodov. Spravochnik* [Oil and gas field geology and hydrogeology of hydrocarbon deposits. Reference]. Moscow, Nedra Publ., 2004. 400 p.
- Yurkiv N.I. *Fiziko-khimicheskie osnovy nefteizvlecheniya* [Physicochemical foundations of oil recovery]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 366 p.
- Konnov Yu.D., Sidorkin D.I., Khabibullin M.Ya. Mechanization of the technological process of round-trip operations during routine and overhaul of wells. *SOCAR Proceedings*, 2018, no. 2, pp. 15–24. In Rus. DOI: 10.5510 / OGP20180200346.
- Khabibullin M. Ya. The method of thermoacid impulse to increase oil recovery. *Oil and Gas Business*, 2020, vol. 18, no. 4, pp. 58–64. In Rus. DOI: 10.17122 / ngdelo-2020-4-58-64.
- Khabibullin M. Ya. Improving the process of hydrochloric acid treatment of wells using the latest technologies and equipment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 128–134. In Rus.
- Dubinsky G.S. On the response of fractal structures of fluid-saturated reservoir rocks under wave impact. *The Collection of Scientific Papers. The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences*. New York, Ron Bee & Associates, 2015. pp. 51–56.
- Gilaev Gen.G., Khabibullin M.Ya., Gilaev G.G. Prospects for the use of acid gel for pumping proppant in the process of hydraulic fracturing of carbonate reservoirs in the Samara region. *Oil industry*, 2020, no. 8, pp. 54–57. In Rus. DOI: 10.24887 / 0028-2448-2020-8-54-57.
- Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 2019, pp. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012.
- Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*. 4. *Mechatronics, Robotics and Electrical*

- Drives*, 2019, pp. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012.
14. Galkin S.V., Poplaukhina T.B., Raspopov A.V., Khizhnyak G.P. Evaluation of oil recovery factors for the fields of the Perm Territory on the basis of statistical models. *Oil Industry*, 2009, no. 4, pp. 38–39. In Rus.
 15. Terentiev A.G. Deep water technology: problems and solutions. *World Maritime Technology Conf. Saint-Petersburg*, 2012, pp. 1–7.
 16. Jiabin Luo, Yongga Meng, Tianmin Shao. Research on Mechanism of Casing Wear in Sliding-Impact Wear Condition. *Advanced Tribology: Proceedings of CIST*, 2008, pp. 980–984.
 17. Gao Deli, Sun Lianzhong, Lian Jihons. Prediction of casing wear in extended reach drilling. *Petroleum Science*, 2010, vol. 7, pp. 494–501.
 18. Garkasi Ali Y., Yanghua Xiang, Gefri Lui. Casing wear in extended reach and multilateral wells. *World Oil*, 2010, no. 6, pp. 135–140.
 19. Privalikhin R.S. Napryazhennoe sostoyanie v zone kontakta dvukh tsilindricheskikh tel konechnoy dliny [Stress state in the contact zone of two cylindrical bodies of finite length]. *Obshchie problemy mashinostroeniya* [General problems of mechanical engineering]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2011, pp. 599–603.
 20. Klimov V.V. Interpretation of casing profile data. Accuracy and instrumental continuity for wells of arbitrary profile. *Oil & Gas Journal Russia*, 2014, no. 5 (83), pp. 36–39. In Rus.
 21. Kamenev P.A., Bogomolov L.M. On the depth distribution of the coefficient of internal friction and cohesion in sedimentary rock massifs Sakhalin. *Geophysical Research*, 2017, vol. 18, no. 1, pp. 5–19. In Rus.
 22. Behnia M., Seifabad M.C. Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability. *Environmental Earth Sciences*, 2018, vol. 77, no. 18, pp. 354–362.
 23. Lu H., Kim E., Gutierrez M. Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction. *Tunneling and Underground Space Technology*, 2019, vol. 94, no. 5, pp. 278–284.
 24. Cai M. Rock mass characterization and rock property variability considerations for tunnel and cavern design. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2011, vol. 44, no. 4, pp. 379–399.
 25. Firme P.A.L.P., Pereira F.L.G., Roehl D., Romanel C. A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore. *50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium*. USA, Houston, 2016, vol. 3, pp. 2555–2564.
 26. Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells. *World Journal of Engineering and Technology*, 2017, vol. 05, no. 04, pp. 626–647.
 27. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2019, vol. 38, pp. 2831–2839.
 28. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, vol. 4, pp. 359–369.
 29. Gaede O., Karrech A., Regenauer-Lieb K. Anisotropic damage mechanics as a novel approach to improve pre- and post-failure borehole stability analysis. *Geophysical Journal International*, 2013, vol. 193, no. 3, pp. 1095–1109.
 30. Lee H., Ong S.H., Azeemuddin M., Goodman H. A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, vol. 96–97, pp. 109–119.

Received: 22 September 2021.

Information about the authors

Marat Ya. Khabibullin, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University, branch in Oktyabrsky.

УДК 622.279

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА НА ПРИЕМЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК С КАРКАСНО-ПРОВОЛОЧНЫМ ФИЛЬТРОМ

Уразаков Камил Рахматуллович¹,
urazakk@mail.ru

Тугунов Павел Михайлович¹,
PavelTugunov@gmail.com

Алиматов Шамиль Агаматович²,
shamil_alimetov@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

² «Когалымнефтегаз», Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»,
Россия, г. Когалым, ул. Прибалтийская, 20.

Актуальность. На сегодняшний день одним из наиболее неблагоприятных факторов, осложняющих механизированную добычу нефти, является взаимодействие механических примесей, переносимых скважинной продукцией, с узлами внутрискважинного оборудования. Согласно статистическим исследованиям, механические примеси являются определяющей причиной возникновения осложнений неисправностей в работе установок электроцентробежных насосов.

Объект: каркасно-проволочные фильтры, обладающие наилучшими гидравлическими характеристиками в сравнении с другими видами механических фильтров. Несмотря на широкую распространенность, на сегодняшний день не существует общепринятой методики расчета технологического режима скважин, оборудованных электроцентробежными насосами с механическими фильтрами. Вместе с тем в работе показано, что механические фильтры за счет гидравлического сопротивления оказывают существенное влияние на геометрию линий тока жидкости в области приема насоса, следовательно, газовой фазы и фракции механических примесей, движущихся в потоке.

Цель: исследование влияния гидравлических характеристик механических фильтров на особенности течения откачиваемой продукции в интервале приема электроцентробежного насоса; разработка математической модели многокомпонентного течения газожидкостного потока, содержащего механические примеси, в интервале приема электроцентробежной насосной установки, оборудованной каркасно-проволочным фильтром.

Результаты. Показано, что для насоса с фильтром за счет создаваемого им гидравлического сопротивления интервал приема работает более равномерно, причем по мере снижения гидравлического параметра достигается более равномерный профиль радиального притока жидкости в области приема насоса. Исследованы особенности течения пузырьков газа и взвешенных частиц механических примесей, движущихся в потоке жидкости в области приема насоса. Показано, что условия сепарации газа на приеме, а также распределение концентрации механических примесей изменяются при варьировании гидравлических характеристик фильтра в составе насоса, что необходимо учитывать при проектировании технологического режима эксплуатации скважин. Исследовано влияние гидравлических характеристик фильтра на величину потерь давления при течи жидкости через фильтрующий элемент.

Ключевые слова:

Установка электроцентробежного насоса, каркасно-проволочный фильтр, моделирование течения, скорость потока, механические примеси, пузырьки газа, уравнения Навье–Стокса.

Введение

В настоящее время значительная доля месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки, причем добыча нефти ведется преимущественно механизированным способом. Распределение механизированного фонда добывающих скважин по способам добычи выглядит следующим образом: самую большую часть занимают установки электроцентробежных и скважинных штанговых насосов (УЭЦН и УСШН соответственно), доля остальных способов добычи существенно ниже. Определяющим критерием при выборе технологии эксплуатации является дебит скважины, в частности, при дебитах более 50 кубических метров в сутки наибольшим КПД обладает УЭЦН [1–3].

Обеспечение высоких технико-экономических показателей добычи нефти в условиях высокой степени выработки запасов, повышения негативного влияния осложняющих факторов на работу насосного оборудования в значительной степени определяется комплексным решением задач совершенствования технических средств и насосного оборудования, обоснованного выбора технологического режима скважин. Применительно к электроцентробежным насосам (ЭЦН) одним из наиболее распространенных осложнений в работе насосного оборудования является влияние механических примесей, в частности, обусловленное выносом из пласта продуктов механического разрушения пласта при проведении ГРП. Согласно статистическим исследованиям, проведенным на месторождениях Западной Сибири, на долю меха-

нических примесей приходится до 50 % отказов насосного оборудования. Кроме того, механизированную эксплуатацию скважин значительно осложняют: высокая кривизна стволов скважин, снижение пластового давления в процессе разработки залежей, обуславливающее рост содержания газовой фазы в откачиваемой продукции [4–6].

Для защиты погружного оборудования от механических примесей в составе УЭЦН наибольшее распространение получили скважинные фильтры, наилучшими гидравлическими характеристиками среди которых обладают каркасно-проволочные фильтры. В качестве фильтрующего элемента используется V-образная проволока с треугольным сечением. Благодаря такой геометрии создаются условия для эффективной фильтрации флюида, стимулируется вынос мелких взвешенных частиц и исключается цементация и забивание фильтрующих отверстий. В работе [7] предложена модификация каркасно-проволочного фильтра, отличающегося кривизной проволоки (боковые поверхности треугольного профиля скруглены вовнутрь), причем показано, что усовершенствованная конструкция фильтра обладает лучшими гидравлическими характеристиками в сравнении с фильтром со стандартным треугольным профилем проволоки.

Следует отметить, что на сегодняшний день не существует общепринятой методики расчета технологического режима скважин, оборудованных УЭЦН с механическими фильтрами. Вместе с тем условия эксплуатации погружного оборудования для этих скважин отличаются от условий эксплуатации УЭЦН без влияния осложняющих факторов: за счет влияния гидравлического сопротивления фильтра происходит увеличение давления на приеме насоса и изменяется геометрия линий тока жидкости в области приема ЭЦН. Следовательно, изменяются и особенности движения газовой фазы, а также твердых частиц механических примесей, движущихся в потоке жидкости. Первый фактор оказывает значительное влияние на условия сепарации газа на приеме насоса, что необходимо учитывать при расчете оптимального давления на приеме насоса. Несмотря на значительное количество работ, посвященных сепарации газа, в частности [8, 9], в настоящее время не предложено научно обоснованных и общепринятых методов расчета коэффициента сепарации газа на приеме погружного оборудования с учетом гидравлических характеристик механических фильтров в составе насоса. Исследование влияния механических примесей на работу фильтров (распределения концентрации механических примесей, траектории твердых взвешенных частиц в интервале приема) представляет самостоятельный научный интерес с точки зрения обеспечения оптимальных условий эксплуатации ЭЦН. Особенности многофазного течения газожидкостного потока в трубах в процессе эксплуатации добывающих скважин исследованы в ряде работ [10–13], ряд работ посвящен в том числе различным аспектам влияния твердых частиц механических примесей на особенности формирования полей скорости и концентрации

при движении многофазного потока [14–18]. Особенностью данной работы является исследование влияния механических фильтров и их гидравлических характеристик на характер движения газожидкостного потока, содержащего механические примеси, в интервале приема УЭЦН.

Постановка задачи и основные уравнения

Рассмотрим совместную эксплуатацию ЭЦН с фильтрующей секцией, расположенной между приемной секцией насоса и гидрозащитой (протектором) (рис. 1). Пластовая жидкость движется в кольцевом зазоре между эксплуатационной колонной и насосной установкой и, перетекая через фильтрующую секцию, поступает на прием насоса. Для упрощения численного моделирования полагается, что модульные элементы погружной установки (погружной электродвигатель (ПЭД), гидрозашита, фильтр) примыкают друг к другу непосредственно.

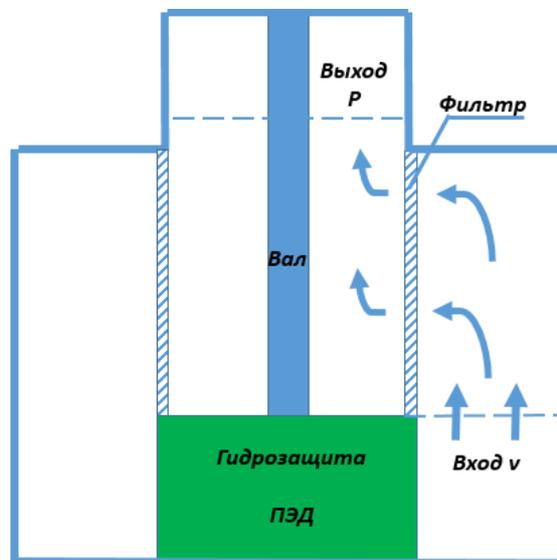


Рис. 1. Расчетная схема течения

Fig. 1. Design diagram of the flow

Расчет полей давления и скорости жидкой фазы базируется на уравнениях Навье–Стокса, записанных в цилиндрической системе координат [19]

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(ru) + \frac{\partial v}{\partial z} = 0; \quad (1)$$

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r \cdot u^2) + \frac{\partial(uv)}{\partial z} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{\rho} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u}{\partial r} \right) - \frac{u}{r^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) + F_r; \quad (2)$$

$$\frac{\partial v}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r \cdot uv) + \frac{\partial v^2}{\partial z} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} = \frac{\mu}{\rho} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{\partial v}{\partial r} \right) \right) + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right) + F_z, \quad (3)$$

где t – время; r и z – радиальная и вертикальная координаты соответственно; ρ – плотность жидкости; u и

v – радиальная и вертикальная компоненты скорости; p – давление жидкости; μ – коэффициент динамической вязкости водонефтяной смеси; F_r и F_z – проекции результирующей сил, действующих на жидкость:

$$\begin{aligned} F_r &= -\frac{1}{2}H \frac{\rho u |u|}{\chi^2 (R_2 - R_1)} + F_{rs} + F_{rg}; \\ F_z &= -\frac{1}{2}H \frac{\rho v |v|}{\chi^2 (R_2 - R_1)} - g + F_{zs} + F_{zg}; \\ \chi &= \eta n, \end{aligned} \quad (4)$$

где H – дискретная функция, равная единице в области фильтра и нулю в других точках; R_1 и R_2 – внутренний и внешний радиус фильтрующего элемента соответственно; χ – гидравлический параметр фильтра, численно равный произведению скважности η (под скважностью фильтра понимают отношение площади отверстий к общей площади боковой поверхности фильтра, выраженное в процентах) и коэффициента расхода n ; силы F_{rs} , F_{rg} , F_{zs} , F_{zg} действуют на жидкость со стороны газовых пузырьков и твердых частиц, индекс s соответствует фракции механических примесей (*sand*), индекс g – газовой фазе.

Плотность и вязкость жидкости как водонефтяной смеси определяется как

$$\begin{aligned} \rho &= \rho_o (1 - B) + \rho_w B; \\ \mu &= \mu_o (1 - B) + \mu_w B, \end{aligned} \quad (5)$$

где ρ , μ – плотность и вязкость компонент; индекс o соответствует нефти; индекс w – воде; B – обводненность продукции.

Для расчета компонент скорости пузырьков и частиц механических примесей запишем уравнения баланса сил, действующих на взвешенные в потоке частицы [20]:

$$\vec{F}_{gr} + \vec{F}_a + \vec{F}_d + \vec{F}_p, \quad (6)$$

где F_{gr} , F_a , F_d , F_p – соответственно сила тяжести, выталкивающая (архимедова) сила, сила сопротивления со стороны жидкости, сила давления, определяемые согласно следующим зависимостям:

$$\begin{aligned} \vec{F}_{gr} &= \frac{4}{3} \pi r_{s/g}^3 \rho_{s/g} \vec{g}; \\ \vec{F}_a &= \frac{4}{3} \pi r_{s/g}^3 \rho \vec{g}; \\ \vec{F}_d &= \frac{1}{2} C_d \rho S_{s/g} (\vec{w} - \vec{w}_{s/g}) |\vec{w} - \vec{w}_{s/g}|; \\ \vec{F}_p &= \frac{4}{3} \pi r_{s/g}^3 \frac{\partial p}{\partial x_i} \vec{e}_i, \end{aligned} \quad (7)$$

где r – радиус взвешенных частиц (пузырьков газа); w – вектор скорости жидкости; x_i – координата (радиальная или вертикальная); e_i – единичный вектора соответствующей координаты; C_d – коэффициент сопротивления, определяемый числом Рейнольдса; S – площадь поперечного сечения пузырьков газа или частиц механических примесей.

Система уравнений (1)–(7) решается численно. В качестве начальных условий принимается равенство нулю скорости всех компонент. На входе модели

задается распределение вертикальной скорости потока согласно аналитическому решению уравнения Навье–Стокса, описывающему стационарное движение жидкости в кольцевом пространстве между двумя концентрично расположенными трубами [21]:

$$u = \frac{r_2^2 - r^2}{4\mu} i - \frac{r_2^2 - R_2^2}{4\mu} i \frac{\ln \frac{r}{r_2}}{\ln \frac{R_2}{r_2}},$$

где r_2 – внутренний радиус обсадной колонны; i – вертикальный градиент давления, определяемый по заданному объемному расходу жидкости Q через кольцевое сечение.

На поверхности обсадной колонны ($r=r_2$), ПЭД и гидрозащиты ($r=R_2$) принимаются условия прилипания, на поверхности вала ($r=r_1$) и на входе в затрубное пространство НКТ – условия непротекания.

Анализ результатов расчетов

Моделирование течения газожидкостного потока в интервале приема насоса выполняется при следующих значениях геометрических и технологических параметров скважины и УЭЦН: радиус вала $r_1=0,01$ м, радиус обсадной колонны $r_2=0,07$ м, внутренний и внешний радиусы фильтра $R_1=0,045$, $R_2=0,050$ м, дебит жидкости $Q=80$ м³/сут, обводненность продукции $B=0,5$, плотность нефти $\rho_o=800$ кг/м³, плотность воды $\rho_w=1000$ кг/м³, вязкость нефти $\mu_o=0,01$ Па·с, вязкость воды $\mu_w=0,001$ Па·с, радиус пузырьков газа $r_g=100$ мкм, радиус частиц механических примесей $r_s=150$ мкм, ускорение свободного падения $g=9,8$ м/с².

Исследуется многофазное течение потока для трех вариантов оборудования приемного модуля:

- 1) без механического фильтра;
- 2) с каркасно-проволочным фильтром со стандартным треугольным профилем проволоки (параметры фильтра: гидравлический параметр $\chi=0,06$, коэффициент расхода $\eta=0,2$, скважность фильтра $s=0,3$);
- 3) с каркасно-проволочным фильтром с усовершенствованным треугольным профилем проволоки (параметры фильтра: гидравлический параметр $\chi=0,24$, коэффициент расхода $\eta=0,8$, что в 4 раза выше, чем для стандартного фильтра при той же скважности фильтра $s=0,3$).

На графиках (рис. 2–4) показано распределение радиальной, вертикальной скорости при обтекании жидкости погружной части УЭЦН.

Характер течения жидкой фазы показывает, что при движении в интервале фильтра поток разделяется на два части: одна устремляется непосредственно в приемные отверстия, а вторая движется вдоль приемного модуля параллельно его оси к верхнему интервалу. Наличие фильтра в составе насоса значительно изменяет геометрию течения жидкости на приеме. Для насоса с фильтром за счет дополнительного гидравлического сопротивления, создаваемого фильтром, интервал фильтра работает более равномерно (рис. 3, 4), причем по мере снижения гидравлического параметра χ достигается более равномерный профиль радиального притока жидкости к фильтру (рис. 4).

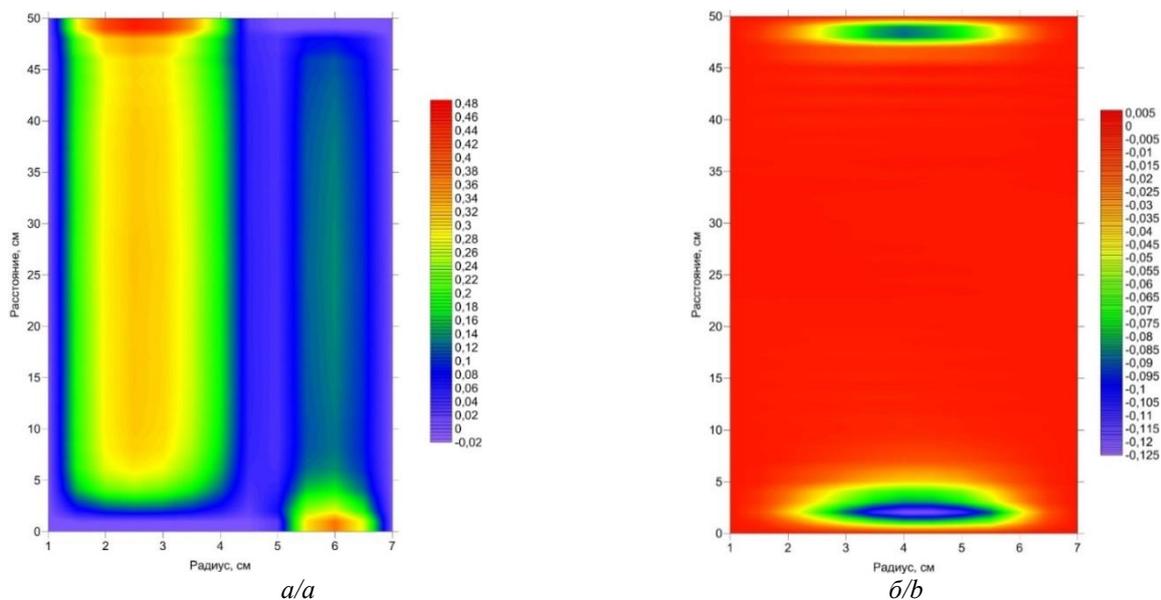


Рис. 2. Распределение вертикальной (а) и радиальной (б) компонент скорости жидкости в интервале приема насоса (без фильтра)

Fig. 2. Distribution of the vertical (a) and radial (b) components of the fluid velocity in the pump intake interval (without screen)

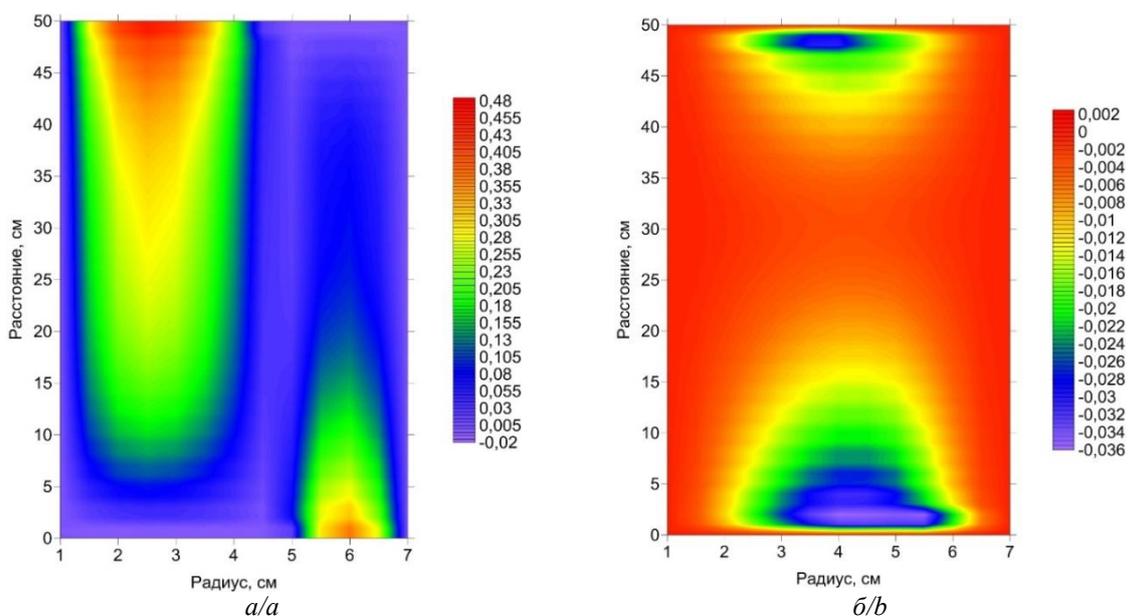


Рис. 3. Распределение вертикальной (а) и радиальной (б) компонент скорости жидкости в интервале приема насоса (с каркасно-проволочным фильтром, гидравлический параметр фильтра $\chi=0,24$)

Fig. 3. Distribution of the vertical (a) and radial (b) components of the fluid velocity in the pump intake interval (with wire-wound screen, hydraulic filter parameter $\chi=0,24$)

Расчет траектории частиц жидкости (рис. 5), поступающих к интервалу приема из различных кольцевых сечений потока в обсадной колонне, показывает, что частицы жидкости, изначально движущиеся вблизи приемных отверстий, поступают в насос через нижние отверстия, частицы, движущиеся вблизи стенки обсадной колонны, – через верхние. Кроме того, из графиков следует, что изменение гидравлических характеристик фильтра обуславливает видимое изменение геометрии линий тока в интервале приема насоса.

Траектория пузырьков газа, движущихся в потоке жидкости, определяется соотношением силы сопротивления со стороны жидкости, «увлекающей» газ в направлении приемного модуля, и силы Архимеда, обуславливающей подъем пузырьков газа и его сепарацию в затрубное пространство. Из графиков (рис. 6) следует, что при моделируемых условиях пузырьки газа, движущиеся вблизи приемных отверстий (красная и зеленая штриховые линии на рис. 6), увлекаются жидкостью к приемному модулю. Напротив, пузырьки газа, находящиеся вблизи обсадной колонны,

всплывают в потоке жидкости, сепарируясь в затрубное пространство, и не поступают на прием насоса (синяя линия на рис 6). Расчетный коэффициент сепарации газа составил 0,38 для фильтра с гидравлическим параметром $\chi=0,24$ и соответственно 0,32 для

фильтра с гидравлическим параметром $\chi=0,06$. Следует отметить, что расчетная величина коэффициента сепарации отличается от оценки по известной формуле Мищенко (0.4), получившей широкое распространение в инженерных расчетах при нефтедобыче [1, 2].

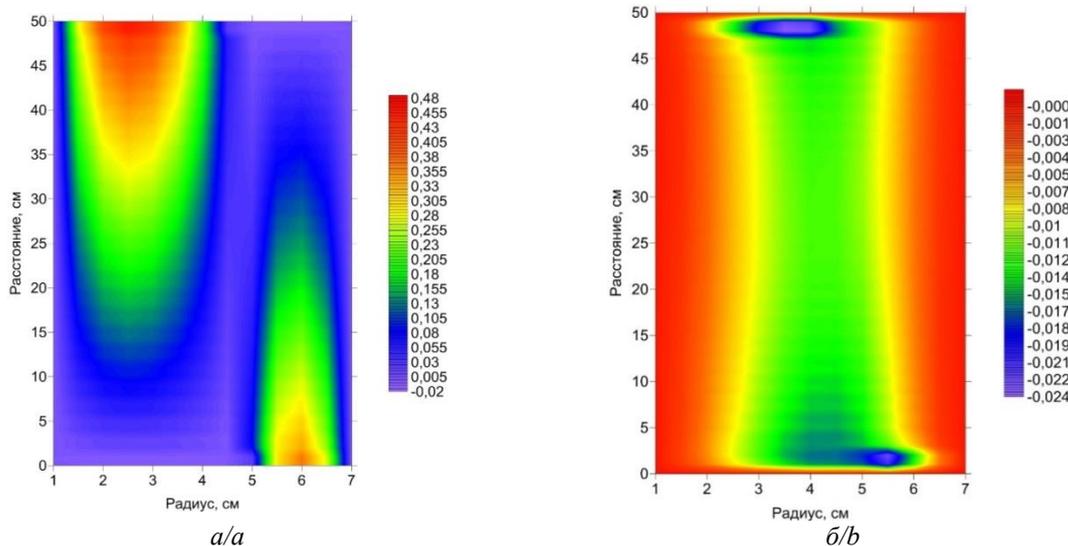


Рис. 4. Распределение вертикальной (а) и радиальной (б) компонент скорости жидкости в интервале приема насоса (с каркасно-проволочным фильтром, гидравлический параметр фильтра $\chi=0,06$)

Fig. 4. Distribution of the vertical (a) and radial (b) components of the fluid velocity in the pump intake interval (with wire-wound screen, filter hydraulic parameter $\chi=0,06$)

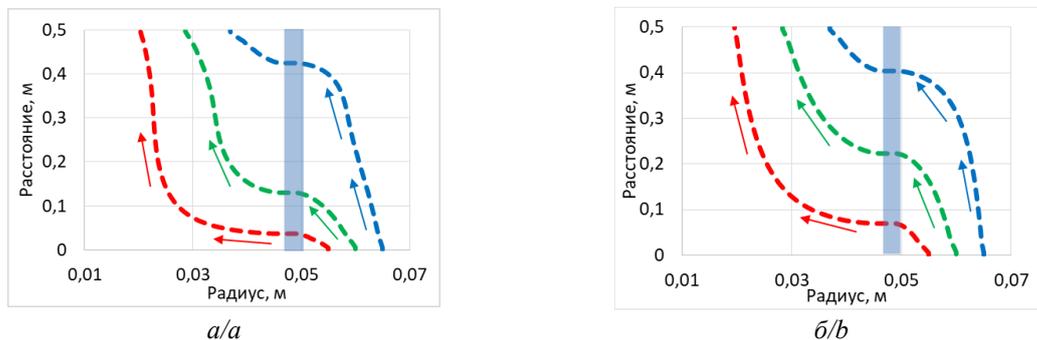


Рис. 5. Траектория движения частиц жидкости в интервале приема (гидравлический параметр фильтра (а) $\chi=0,24$, (б) $\chi=0,06$), закрашка – область фильтра

Fig. 5. Motion path of liquid particles in the intake interval (hydraulic filter parameter (a) $\chi=0,24$, (b) $\chi=0,06$), shading – filter area

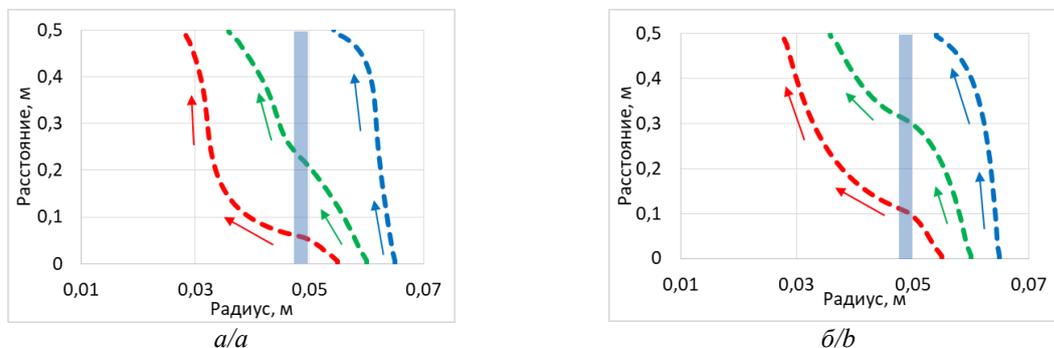


Рис. 6. Сравнение траектории движения пузырьков газа в интервале приема (гидравлический параметр фильтра (а) $\chi=0,24$, (б) $\chi=0,06$)

Fig. 6. Comparison of the motion path of gas bubbles in the intake interval (hydraulic filter parameter (a) $\chi=0,24$, (b) $\chi=0,06$)

Характер движения твердых взвешенных частиц в газожидкостном потоке определяется совместным влиянием силы тяжести, архимедовой силы и силы сопротивления жидкости движению частиц. Величина силы тяжести превосходит архимедову, поэтому результирующая этих двух сил направлена вертикально вниз, в связи с чем скорость подъема механических примесей (МП) снижается относительно скорости жидкости. В результате частицы МП в обсадной колонне концентрируются в основном у нижних отверстий фильтра (рис. 7). Поскольку область внутри фильтра у его нижних отверстий характеризуется

низкой скоростью потока, недостаточной для подъема твердых взвешенных частиц, механические примеси, попадающие в эту область, оседают в нижнем конце фильтра и накапливаются (красная линия на рис. 7), что приводит к образованию «застойной зоны», затрудняющей движение жидкости в этом интервале. Кроме того, из рис. 7, б видно, что при малом гидравлическом параметре ($\chi=0,06$) вследствие низкой скорости потока жидкости внутри фильтра в его нижней части частицы механических примесей накапливаются более интенсивно (как следует из траектории зеленой линии на рис. 7, а, б).

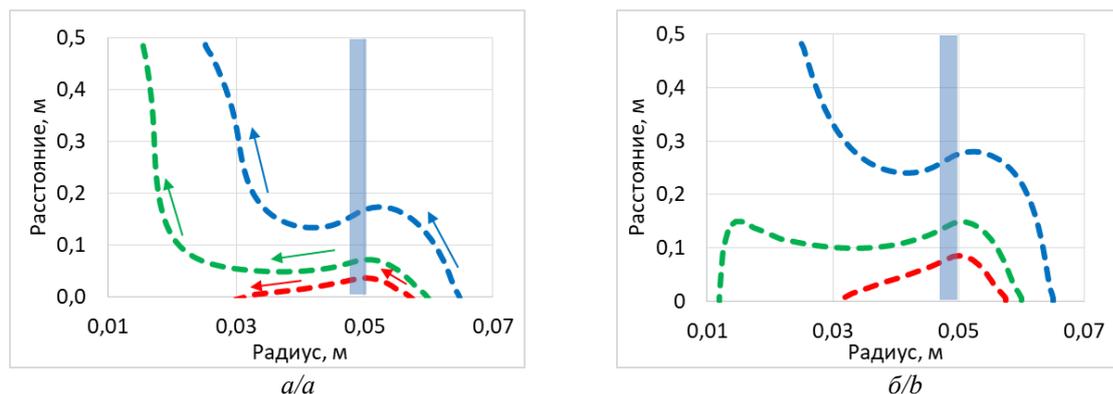


Рис. 7. Сравнение траектории движения взвешенных частиц механических примесей (гидравлический параметр фильтра (а) $\chi=0,24$, (б) $\chi=0,06$)

Fig. 7. Comparison of the motion path of suspended particles of mechanical impurities (hydraulic filter parameter (а) $\chi=0,24$, (b) $\chi=0,06$)

Исследование влияния дебита по жидкости (объемного расхода восходящего потока) на размер частиц механических примесей, которые будут оседать и накапливаться внутри рассмотренных конструктивных вариантов фильтров, показано на рис. 8.

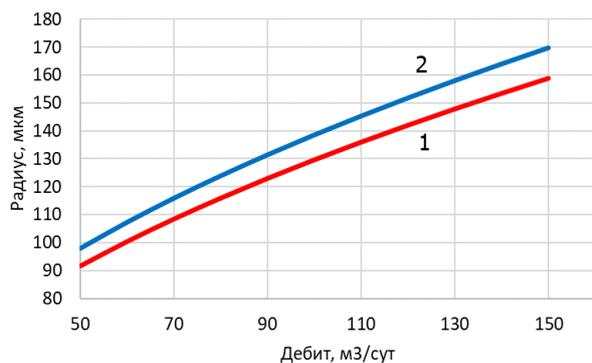


Рис. 8. Минимальный радиус оседающих в фильтре частиц при различном дебите восходящего потока (1 – $\chi=0,06$, 2 – $\chi=0,24$)

Fig. 8. Minimum radius of particles settling in the filter at different upstream flow rate (1 – $\chi=0,06$, 2 – $\chi=0,24$)

Видно, что размер частиц, поднимаемых восходящим потоком, закономерно возрастает с увеличением дебита жидкости. При дебите $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ в фильтре будут оседать частицы диаметром $180\text{--}200 \text{ мкм}$ и более, при дебите $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ – диаметром более $260\text{--}270 \text{ мкм}$. Для исключения накопления механиче-

ских примесей размер фильтрующих отверстий не должен превышать минимальный диаметр частиц, оседающих в фильтре при данном дебите восходящего потока. Например, при дебите $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ размер фильтрующих отверстий не должен превышать 180 мкм . Для каркасно-проволочного фильтра с диаметром проволоки 5 мм и межвитковым расстоянием 180 мкм это будет соответствовать фильтру скважностью $s=0,036$. Таким образом, особенности движения механических примесей в интервале приема насоса с фильтром необходимо учитывать для обоснованного выбора его конструктивных параметров. Из рис. 8 видно также, что увеличение гидравлического параметра фильтра и улучшение его гидравлических характеристик приводит к росту размера поднимаемых в фильтре частиц (на величину порядка 10%).

При движении жидкости через отверстия фильтра возникают гидравлические потери, причем перепад давления на фильтрующем элементе определяется в общем конструктивными особенностями фильтра, размером фильтрующих отверстий, дебитом жидкости и реологическими свойствами откачиваемого флюида. Для рассмотренных вариантов фильтров – каркасно-проволочного усовершенствованного (с коэффициентом расхода $\eta=0,8$) и стандартного ($\eta=0,2$) – исследовано влияние скважности фильтра s на величину потерь давления при прохождении жидкости через фильтр (рис. 9). В расчетах для простоты коэффициент расхода принят постоянным и не зависящим от скважности.

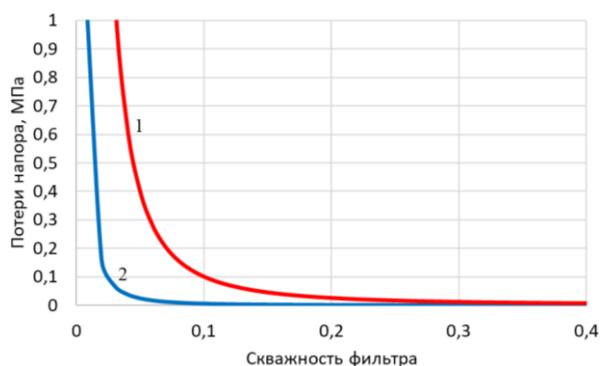


Рис. 9. Зависимость потерь давления от скважности для фильтров различных модификаций (1 – $\eta=0,2$, 2 – $\eta=0,8$)

Fig. 9. Dependence of filter pressure losses on the borehole for various modifications (1 – $\eta=0,2$, 2 – $\eta=0,8$)

С уменьшением размера фильтрующих отверстий (и соответственно скважности) перепад давления на фильтре возрастает, причем на величину потерь давления существенное влияние оказывают его конструктивные особенности, определяемые коэффициентом расхода η . Например, для фильтра с коэффициентом расхода $\eta=0,8$ при скважности 0,05 ($\chi=0,04$) потери давления на фильтре составляют 0,025 МПа, при более низком коэффициенте расхода ($\eta=0,2$, $\chi=0,01$) потери давления возрастают до 0,4 МПа. Увеличение потерь напора в фильтре, как известно, ведет к росту забойного давления, снижению депрессии на пласт и притока пластовой жидкости, следовательно, снижению напорной характеристики насоса. Таким образом, совершенствование конструкции скважинных фильтров и улучшение их гидравлических характеристик – важные задачи с точки зрения повышения эффективности насосной эксплуатации скважин.

Выводы

1. Разработана математическая модель течения газожидкостного потока, содержащего взвешенные частицы механических примесей, в интервале приема электроцентробежного насоса, оборудованного каркасно-проволочным фильтром. Качественно исследовано влияние гидравлических параметров фильтра на особенности течения много-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Takacs G. Electrical submersible pumps manual. – Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2017. – 578 p.
2. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей / С.В. Смольников, А.С. Топольников, К.Р. Уразаков, Р.Н. Бахтизин. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – 41 с.
3. Учет условий эксплуатации при проектировании периодических режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН / В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, С.Б. Якимов, А.А. Клусов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 33–39.
4. Бахтизин Р.Н., Нургалиев Р.З., Уразаков К.Р. Эксплуатация насосных скважин, осложненных механическими примесями. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 91 с.
5. Dynamic model of a Rod Pump Installation for inclined wells / R.N. Bakhtizin, K.R. Urazakov, S.F. Ismagilov, A.S. Topol'nikov, F.F. Davletshin // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 4. – P. 74–82.

компонентного потока в интервале приема насоса. Показано, что по мере снижения гидравлического параметра достигается более равномерный профиль радиального притока жидкости в интервале фильтра, причем потери напора при прохождении жидкости через фильтр не превышают 0,07 МПа.

2. Показано, что условия сепарации газа в интервале приема, а также распределение концентрации механических примесей изменяются при варьировании гидравлических характеристик фильтра. Расчетный коэффициент сепарации газа при варьировании гидравлического параметра фильтра в интервале 0,06–0,024 изменился в пределах 0,32–0,38, причем расчетная величина коэффициента сепарации отличается от оценки по известной формуле Мищенко (0,40), получившей широкое распространение в инженерных расчетах при нефтедобыче.
3. Установлено, что за счет значительного влияния силы тяжести частицы механических примесей в обсадной колонне концентрируются в основном у нижних отверстий фильтра. Показано, что внутри фильтра у его нижних отверстий может создаваться застойная зона, характеризующаяся низкой скоростью потока, недостаточной для подъема твердых взвешенных частиц, в результате чего механические примеси, попадающие в эту область, оседают в нижнем конце фильтра. Установлено, что при увеличении дебита восходящего потока с 50 до 100 м³/сут минимальный диаметр оседающих в фильтре частиц возрастает со 180–200 до 260–270 мкм, в зависимости от гидравлического параметра фильтра.
4. Показано, что потери давления на фильтрующем элементе возрастают по мере снижения скважности и коэффициента расхода фильтра, причем при снижении гидравлического параметра фильтра с 0,04 до 0,01 потери давления возрастают с 0,025 до 0,4 МПа. Таким образом, совершенствование конструкции скважинных фильтров является важной задачей с точки зрения повышения эффективности механизированной эксплуатации скважин, в том числе электроцентробежными установками (УЭЦН).
6. Особенности работы скважинных сепараторов механических примесей в составе скважинных штанговых насосных установок / А.В. Булат, А.В. Деговцов, В.Н. Ивановский, Д.О. Корольков, А.А. Сабиров // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 7–8. – С. 42–52.
7. Исследование характеристики каркасно-проволочного фильтра численным гидродинамическим моделированием / Р.З. Нургалиев, Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков, А.Г. Губайдуллин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 113–115.
8. Волков М.Г., Михайлов В.Г., Петров П.В. Исследование влияния структуры газожидкостной смеси на эффективность процесса сепарации газа в центробежном газосепараторе // Вестник УГАТУ. Машиностроение. – 2012. – Т. 16. – № 5 (50). – С. 93–99.
9. Волков М.Г. Методика расчёта коэффициента естественной сепарации в процессе освоения нефтедобывающей скважины // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 4. – С. 45–49.

10. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // International Journal of Multiphase Flow. – 1992. – V. 18. – P. 279–293.
11. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. – Richardson, Texas: Society of petroleum engineers, 1999. – 384 p.
12. Drift-flux parameters for three-phase steady-state flow in wellbores / H. Shi, J. Holmes, L. Diaz, L.J. Durlofsky, K. Aziz // Society of petroleum engineers journal. – 2005. – V. 10 (2). – P. 130–137.
13. Смирнова Е.В., Марчевский И.К., Бондарчук В.О. Моделирование осесимметричных течений вязкой несжимаемой жидкости методом конечных элементов с частицами PFEM-2 в программном комплексе Kratos с открытым кодом // Труды Института системного программирования РАН. – 2018. – Т. 30. – Вып. 2. – С. 263–284.
14. Моделирование течения запыленного воздуха в респираторном тракте / П.В. Трусков, Н.В. Зайцева, М.Ю. Цинкер, А.В. Бабушкина // Российский журнал биомеханики. – 2018. – № 3. – С. 301–314.
15. Yang Y., Peng H., Wen Ch. Sand transport and deposition behaviour in subsea pipelines for flow assurance // Energies. – 2019. – V. 21. – № 12. – P. 1–12.
16. On the numerical simulation of sand transport in liquid and multiphase pipelines / M. Leporinia, A. Terenzi, B. Marchetti, F. Corvaro, F. Polonara // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 175. – P. 519–535.
17. Dabirian R., Mohan R.S., Shoham O. On the numerical simulation of sand transport in liquid and multiphase pipelines // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 156. – P. 721–731.
18. Viscosity effects on sand flow regimes and transport velocity in horizontal pipelines / E. Zorgani, H. Al-Awadi, W. Yan, S. Al-Lababid, H. Yeung, C.P. Fairhurst // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2018. – V. 92. – P. 89–96.
19. Топольников А.С., Уразаков К.Р., Казаков Д.П. Численное моделирование обтекания погружной части установок электроцентробежных насосов с фильтром // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7. – № 2. – С. 89–95.
20. Лугуманов Т.Т., Кулешов В.С. К моделированию динамики системы флюид–дисперсная среда // Труды Института механики имени Р.Р. Мавлютова Уфимского Научного центра Российской Академии Наук. – 2014. – № 10. – С. 66–72.
21. Бахтизин Р.Н., Давлетов М.Ш., Хакимов Т.А. Методика расчета нагрузок на колонну насосных штанг в насосной установке с выносным утяжелителем // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т. 11. – № 2. – С. 59–63.

Поступила 22.09.2021 г.

Информация об авторах

Уразаков К.Р., доктор технических наук, профессор, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов, Уфимский государственный нефтяной технической университет.

Тугунов П.М., ассистент кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов, Уфимский государственный нефтяной технической университет.

Алиметов Ш.А., инженер-технолог, «Когалымнефтегаз», Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

UDC 622.279

SIMULATION OF GAS-LIQUID FLOW AT THE INTAKE OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPING UNITS WITH WIRE-FRAME FILTER

Kamil R. Urazakov¹,
urazakk@mail.ru

Pavel M. Tugunov¹,
PavelTugunov@gmail.com

Shamil A. Alimetov²,
shamil_alimetov@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

² Kogalymneftegaz, Limited Liability Corporation «LUKOIL – Western Siberia»,
20, Pribaltiyskaya street, Kogalym, Russia.

Relevance. Up to date, one of the most unfavorable factors complicating artificial oil lift is the interaction of mechanical impurities carried by production fluid with downhole equipment assemblies. According to statistical studies, mechanical impurities are the determining cause of malfunctions in the electric-centrifugal pump units operation.

Object: wire-wound screen with the best hydraulics compared to other types of mechanical filters. Despite its widespread use, today there is no generally accepted method for calculating the operating practices of wells equipped with electric-centrifugal pumps with mechanical filters. At the same time, paper shows that mechanical filters, due to hydraulic resistance, have a significant effect on the geometry of the fluid flow lines in the pump suction area, therefore, the gas phase and the fraction of mechanical impurities moving in the flow.

Purpose: investigation of the influence of the hydraulic characteristics of mechanical filters on the features of the flow of pumped-out products in the electric-centrifugal pump interval; development of a mathematical model of multicomponent gas-liquid flow containing mechanical impurities in the interval of receiving electric-centrifugal pumping unit equipped with a wire-wound screen.

Results. It was shown that for a pump with a wire-wound screen due to the hydraulic resistance created by it, the intake interval works more evenly, and as the hydraulic parameter decreases, a more uniform profile of the radial fluid inflow in the pump suction area is achieved. The features of the flow of gas bubbles and suspended particles of mechanical impurities moving in the flow of liquid in the area of the pump suction area are investigated. It is shown that the conditions for gas separation at the intake, as well as the distribution of the concentration of mechanical impurities, change when the hydraulic characteristics of the screen in the pump are varied, which must be taken into account when designing the well operation parameters. The influence of the filter hydraulic characteristics on the value of pressure losses during liquid flow through the filter element is investigated.

Key words:

Installation of an electric center pump, wire-frame filter, flow simulation, flow rate, mechanical impurities, gas bubbles, Navier–Stokes equations.

REFERENCES

1. Takacs G. *Electrical submersible pumps manual*. Houston, Texas, Gulf Professional Publ., 2017. 578 p.
2. Smolnikov S.V., Topolnikov A.S., Urazakov K.R., Bakhtizin R.N. *Metody zashchity nasosnogo oborudovaniya dlya dobychi nefii ot mekhanicheskikh primesey* [Methods for protecting pumping equipment for oil production from mechanical impurities.]. Ufa, Neftegazovoe delo Publ., 2010. 41 p.
3. Ivanovskii V.N., Sabirov A.A., Yakimov S.B., Klusov A.A. Taking into account the operating conditions in the design of periodic operating modes of wells equipped with ESP. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*, 2013, no. 6, pp. 33–39. In Rus.
4. Bakhtizin R.N., Nurgaliev R.Z., Urazakov K.R. *Ekspluatatsiya nasosnykh skvazhin, oslozhnennykh mekhanicheskimi primesyami* [Operation of pumping wells complicated by mechanical impurities]. Ufa, UGNTU Publ., 2016. 91 p.
5. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topolnikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic model of a Rod Pump Installation for inclined wells. *Socar Proceedings*, 2017, no. 4, pp. 74–82.
6. Bulat A.V., Degovtsov A.V., Ivanovskiy V.N., Korolkov D.O., Sabirov A.A. Features of the work of well separators mechanical impurities in the composition of sucker-rod pumping unit. *Oil and Gas Territory*, 2018, no. 7–8, pp. 42–52. In Rus.
7. Nurgaliev R.Z., Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Gubaidullin A.G. Investigation of the characteristics of wire-frame filter by numerical hydrodynamic modeling. *Oil Industry*, 2017, no. 6, pp. 113–115. In Rus.
8. Volkov M.G., Mikhailov V.G., Petrov P.V. Investigation of the influence of the structure of a gas-liquid mixture on the efficiency of the gas separation process in a centrifugal gas separator. *Vestnik UGATU. Mechanical engineering*, 2012, vol. 16, no. 5 (50), pp. 93–99. In Rus.
9. Volkov M.G. Methodology for calculating the natural separation coefficient in the process of developing an oil producing well. *Petroleum Engineering*, 2016, vol. 14, no. 4, pp. 45–49. In Rus.
10. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli. *International Journal of Multiphase Flow*, 1992, vol. 18, pp. 279–293.
11. Brill J.P., Mukherjee H. *Multiphase flow in wells*. Richardson, Texas, Society of petroleum engineers, 1999. 384 p.
12. Shi H., Holmes J., Diaz L., Durllofsky L.J., Aziz K. Drift-flux parameters for three-phase steady-state flow in wellbores. *Society of petroleum engineers Journal*, 2005, vol. 10, no. 2, pp. 130–137.
13. Smirnova E.V., Marchevskii I.K., Bondarchuk V.O. Modeling of axisymmetric flows of a viscous incompressible fluid by the finite element method with PFEM-2 particles in the open-source Kratos software package. *Proceedings of the Institute of system programming of the Russian Academy of Sciences*, 2018, vol. 30, no. 2, pp. 263–284. In Rus.
14. Trusov P.V., Zaitseva N.V., Tsinker M.Yu., Babushkina A.V. Modeling the flow of dusty air in the respiratory tract. *Russian journal of biomechanics*, 2018, no. 3, pp. 301–314. In Rus.

15. Yang Y., Peng H., Wen Ch. Sand transport and deposition behaviour in subsea pipelines for flow assurance. *Energies*, 2019, vol. 21, no. 12, pp. 1–12.
16. Leporinia M., Terenzi A., Marchetti B., Corvaro F., Polonara F. On the numerical simulation of sand transport in liquid and multiphase pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 175, pp. 519–535.
17. Dabirian R., Mohan R.S., Shoham O. On the numerical simulation of sand transport in liquid and multiphase pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 156, pp. 721–731.
18. Zorgani E., Al-Awadi H., Yan, W., Al-Lababid S., Yeung, H., Fairhurst C.P. Viscosity effects on sand flow regimes and transport velocity in horizontal pipelines. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 2018, vol. 92, pp. 89–96.
19. Topolnikov A.S., Urazakov K.R., Kazakov D.P. Numerical modeling of the flow around the submersible part of the installations of electric centrifugal pumps with a filter. *Petroleum Engineering*, 2009, vol. 7, no. 2, pp. 89–95. In Rus.
20. Lugumanov T.T., Kuleshov V.S. On modeling the dynamics of the fluid–dispersed medium system. *Proceedings of the R.R. Mavlyutov Institute of mechanics of the Ufa Scientific center of the Russian Academy of Sciences*, 2014, no. 10, pp. 66–72. In Rus.
21. Bakhtizin R.N., Davletov M.Sh., Khakimov T.A. Method of calculating loads on a column of pumping rods in a pumping unit with a remote weighting device. *Oil and Gas business*, 2013, vol. 11, no. 2, pp. 59–63. In Rus.

Received: 22 September 2021.

Information about the authors

Kamil R. Urazakov, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Pavel M. Tugunov, assistant, Ufa State Petroleum Technical University.

Shamil A. Alimetov, process engineer, Kogalymneftegaz, Limited Liability Corporation «LUKOIL – Western Siberia».

УДК 553.041:553.22

ЗОЛОТО В РУДАХ ЗОЛОТО-КОЛЧЕДАНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АБЫЗ (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ КАЗАХСТАН)

Мазуров Алексей Карпович¹,
akm@tpu.ru

Николаева Анастасия Николаевна¹,
nikolaevaanastas759@gmail.com

Рудмин Максим Андреевич¹,
rudminma@tpu.ru

Якич Тамара Юрьевна¹,
cherkasovatu@tpu.ru

Рубан Алексей Сергеевич¹,
ruban@tpu.ru

Байболова Шынар Жуматаевна²,
baibolova-sh@mail.ru

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

² Карагандинский государственный технический университет,
Казахстан, 100027, г. Караганда, пр. Нурсултана Назарбаева, 56/1.

Актуальность исследования. В Чингиз-Тарбогатайской структурно-формационной зоне известно более 20 золото-колчеданных месторождений. Все месторождения объединяет одна проблема: при обогащении руд значительная часть золота переходит в «пиритный» концентрат и теряется вместе с «хвостами». В целях увеличения извлечения золота нами был детально изучен минеральный состав руд наиболее представительного золото-колчеданного месторождения Абыз. Установлено, что значительная часть золота на месторождении представлена минералом электрумом, который заполняет микротрещины в пирите и халькопирите. При разработке технологической схемы извлечения золота, вероятно, данному факту не было уделено должного внимания, так как считалось, что золото в пирите представлено самородным золотом.

Цель: изучить текстурно-структурные особенности руд, а также установить минеральную форму нахождения золота в рудах месторождения Абыз и его связь с основными сульфидными минералами (пирит, халькопирит, галенит и сфалерит).

Методы исследования включали изучение состава горных пород и руд с использованием минералогического, петрографического, минераграфического и геохимического анализов.

Результаты. По структурно-текстурным свойствам на месторождении выделены вкрапленные и сплошные руды. Установлено, что основное количество золота, ассоциирующееся в основном с пиритом и редко халькопиритом, связано со сплошными рудами и представлено в минеральной форме. Золотая минерализация сопряжена с процессами березитизации; отложение минералов Au происходило в рудную стадию минералообразования и связано с золото-сульфидной и золото-теллуридной ассоциациями. Преобладающим минералом является электрум AgAu, в меньшей степени диагностируется самородное золото Au и единично обнаружен петцит Ag₃AuTe₂ с калаверитом AuTe₂. Доминирующими минералами-концентраторами в рудах являются такие сульфиды, как пирит и халькопирит. Причину потери большей части золота в результате флотации можно объяснить тем фактором, что низкопробный золотосодержащий минерал электрум AgAu является господствующим.

Ключевые слова:

Чингиз-Тарбогатайская структурно-формационная зона, золото-колчеданные месторождения, сульфиды, пирит, золото, Центральный Казахстан.

Введение

Месторождения золото-колчеданных руд в Чингиз-Тарбогатайской структурно-формационной зоне Казахстана известны с бронзового века. Первые сведения о геологическом строении этих месторождений были даны в 1895 г. геологом А.А. Краснопольским, который определил их промышленную ценность. В различные периоды развития горнорудной промышленности в районе были и различные направления использования колчеданных руд. В 1916–1918 гг. руды добывались карьерным способом и использова-

лись как бурые железняки, в 1926–1930 гг. эти руды использовались в качестве сырья для сернокислотного производства [1–5].

Планомерное геологическое изучение колчеданных месторождений в Предчингизье было начато в 1926 г. под руководством Н.Т. Кассина, Р.Т. Барукаева и Г.И. Медоева. В результате проведенного изучения в рудах были установлены значительные запасы золота, и с 1933 г. колчеданные месторождения стали рассматриваться как медно-свинцово-цинковые с золотом. В настоящее время золото-колчеданные ме-

сторождения Предчингизья связывают с формированием энсиматической островной дуги поздней стадии развития. В результате проведенных геологоразведочных работ (1926–1992 гг.) в пределах Чингиз-Тарбогатайской зоны выявлено более 20 месторождений (Майкаинская группа (А, Б, С, Е, Г), Сувенир, Торткудук, Абыз, Первомайское, Красная Горка, Придорожное, Уч-Тобе, Шоптыколь и др). Руды комплексные, основные компоненты: золото, серебро, медь, цинк, свинец. Значительная часть золота связана с пиритным концентратом. С целью комплексного использования руд нами были изучены руды верхних горизонтов наиболее представительного месторождения Абыз [6, 7].

Месторождение Абыз открыто в 1973 г., изучалось В.Г. Тихомировым, И.А. Дороховым, Н.М. Исаевым, Э.С. Файзуллиным, В.Н. Исаевым, А.М. Мызниковым, К.Ш. Дюсембаевой, Ф.Ф. Судовцевым, С.Е. Беляевым, Н.П. Остробородько, В.М. Шужановым, Б.С. Хамзиным и др. При составлении карты «Полезные ископаемые Казахстана» масштаба 1:1000000 образование месторождения нами было связано с формированием энсиматической островной дуги позднего этапа развития [8]. Месторождение Абыз расположено в зоне влияния Центрально-Казахстанского глубинного разлома. Вмещающими породами является вулканогенно-терригенная толща девонского возраста, которая гидротермально-метасоматическими процессами интенсивно изменена с образованием пропилитовых и березитовых статистически устойчивых минеральных ассоциаций [9–15].

В процессе геологоразведочных работ в пределах зоны метасоматитов выделено 16 рудных тел. Морфология рудных тел сложная, как по простиранию, так и по падению отмечаются раздувы и пережимы, изгибы, апофизы. Протяженность рудных тел по простиранию 80–650 м, по падению 50–220 м, мощность 0,8–30 м. Средние содержания свинца в рудах 0,37 %, цинка – 5,37 %, меди – 2,33 %, золота – 6,6 г/т, серебра – 64,6 г/т. Руды сложены пиритом, сфалеритом, халькопиритом, галенитом, отмечаются золото, электрум, гессит, алтаит, рутил, ильменит, касситерит, реже петцит, калаверит, ченгуодаит, лаутит, телуровисмутин, нерудные – кварц, серицит, хлорит, кальцит, альбит, эпидот, дикит, кальсилит, микроклин, ортоклаз. Текстуры руд: массивная, прожилково-вкрапленная, вкрапленная, полосчатая, пятнисто-вкрапленная. Общей проблемой для всех золото-колчеданных месторождений Предчингизья являются значительные потери золота с «пиритовыми хвостами» [16–18].

Материал и методика исследования

Из основных рудных тел были отобраны бороздвые пробы весом от одного до трех килограмм, которые были подвергнуты макропетрографическому описанию. При визуальном осмотре образцов отмечался цвет и оттенки пород, текстура, структура и минеральный состав. Отобранные пробы были детально изучены с помощью минераграфического и петрографического исследований. Часть материала проб была подвергну-

та минералогическому анализу. Пробы дробились, и из класса (–0,20 +0,12) ручным способом (под биноклем) отбирались монофракции пирита.

С целью геохимической характеристики были выполнены: масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-МС, ELAN DRC-e) и рентрено-флюоресцентный анализ на HORIBA XGT-7200. Для обнаружения и выделения генераций кварца использовалась раман-спектроскопия (Thermo Fisher Scientific DXR2).

В целях определения минеральной формы золота, его морфологических особенностей и характера сростания с другими минералами, а также определения состава элементов-примесей была применена сканирующая электронная микроскопия (СЭМ) с локальными энергодисперсионным анализом (Oxford X-Max 50).

Для определения температуры минералообразования изучались газово-жидкие включения в кварце методом гомогенизации с помощью микротермокамеры THMSG-600 с программным обеспечением LinkSys-32 производства Linkam.

Результаты и обсуждения

Нами по текстурно-структурным особенностям на месторождении выделено два типа руд: вкрапленные и сплошные колчеданные [19, 20].

Сплошные руды на 95...98 % сложены сульфидами. Для руд характерно равномерное, сплошное сложение агрегатов минералов. Данный тип распространен на месторождении наиболее широко.

В составе сульфидов преобладают пирит и халькопирит, суммарно составляя от 70 до 90 %. Распределение этих минералов в руде неравномерное. В отдельных частях рудного тела халькопирит доминирует над пиритом, достигая 68...75 % от общей рудной массы, при этом доля пирита составляет 22...30 %, иногда, наоборот, доминирует пирит, который составляет 55...60 %, а на долю халькопирита приходится всего 30...40 %. Для сростания зерен (выделений) пирита, халькопирита и сфалерита типична аллотриоморфнозернистая структура. Замечено, что реликты пирита сохраняются в других поздних минералах, а именно по результатам сканирования, в ассоциации с халькопиритом. При этом нередко в пирите отмечаются включения халькопирита, галенита и редко сфалерита.

Пирит представлен двумя генерациями – кристаллически-зернистой и метаколлоидной. Кристаллически-зернистый пирит господствует как во вкрапленных, так и в сплошных рудах. В основном зерна размером от 15 до 110 микрон имеют изометричную или неправильную форму.

Пирит изометричной формы, по результатам минералогического исследования, представлен кристаллами кубического, комбинации пентагондодекаэдра и куба и пентагон-додекаэдрического габитуса.

Метаколлоидный пирит встречается редко как в сплошных, так и во вкрапленных рудах и представлен обычно тонкодисперсным агрегатом, реже встречается колломорфно-зональный, глобулярный и др. Размер зерен пирита колеблется в пределах 5–75 микрон.

Халькопирит нередко накапливается по элементам структуры метаколлоидного пирита или по его трещинкам. В сплошных рудах перекристаллизованная халькопиритовая рудная масса обычно замещает пирит. В свою очередь галенит и сфалерит чаще всего в рудах представлены мелкими вкрапленностями в пирите и халькопирите либо в виде микропрожилков мощностью около 5–15 микрон.

В данном типе руд активно отлагались минералы теллуридов, представленные гесситом Ag_2Te , алтаитом PbTe , теллуровисмутитом Bi_2Te_3 , ченгуодаитом $\text{Ag}_9\text{FeTe}_2\text{S}_4$ и раклиджитом $(\text{Bi,Pb})_3\text{Te}_4$ в виде овальных и неправильных включений размерностью до 15–20 микрон. Гессит обычно выполняет пространство между пиритом и халькопиритом. Мощность таких прожилков не превышает 10–15 микрон. Единично в сплошных рудах обнаружен лаутит CuAsS непосредственно в ассоциации с пиритом и халькопиритом в виде прожилковидного аллотриоморфного выделения и овальные включения касситерита SnO_2 . Нерудная минерализация представлена кварцем и кальцитом.

Вкрапленные руды характеризуются преобладанием нерудного материала над рудным, на 40 % сложены сульфидами и на 60 % нерудными минералами. В составе сульфидов преобладают пирит и сфалерит, суммарно составляя до 35...38 %. Распределение этих минералов в руде неравномерное. Чаще всего пирит доминирует над сфалеритом, составляя примерно 22...30 %.

Пирит, так же как и в сплошных рудах, представлен кристаллически-зернистой и метаколлоидной генерацией, промежутки между которыми выполнены кварцем, карбонатами и реже сфалеритом. Кристаллически-зернистый пирит преобладает, размер его зёрен колеблется от 0,1×3 до 4×6,5 мм. Кроме того, отдельные зёрна пирита интенсивно раздроблены, трещины расположены поперек удлинения зерен. Часто по трещинам дробления в зёрнах пирита развиваются сфалерит и в меньшей степени халькопирит. Мощность прожилков достигает 0,01...0,2 мм. В процентном содержании сфалерит составляет 5...12 % от общей рудной массы. Зачастую пирит секут прожилки мощностью от 0,01 до 0,5 мм, выполненные сфалеритом. Обнаружены случаи, когда данный минерал ассоциирует с халькопиритом и галенитом в виде аллотриоморфнозернистых скоплений, приуроченных к межзерновым пространствам пирита. Вкрапленность пирита и халькопирита наблюдается как в свободном виде, так и в сростании друг с другом обычно в кварце, реже в микроклине и ортоклазе. Иногда наблюдается обрастание глобулитового агрегата пирита коллоидно-зональными каёмками, а в промежутках сферических поверхностей развивается тонкозернистый пирит. Между глобулями пирита выделяются мелкие включения сфалерита, которые замещают пирит.

В результате последовательного выделения сульфидов образована каемочная структура. Образуется она в результате того, что более поздний по времени выделения сфалерит нарастает на выделения пирита, образуя невыдержанные по мощности и прерывистые каемки.

Галенит в описываемом типе руд представлен в резко подчинённом количестве (1...2 %). Минерал развит в виде разнообразной формы включений, представляющих собой единичные аллотриоморфные зёрна в пирите или их скопления. Размеры отдельных зерен колеблются в пределах 10 микрон.

Во вкрапленных рудах второстепенные минералы представлены гесситом Ag_2Te , рутилом TiO_2 , ильменитом FeTiO_3 , цирконом ZrSiO_4 а также монацитом $(\text{La,Ce,Nd})\text{PO}_4$ и тернеобитом $(\text{Ce})-(\text{Ce,La,Nd})_2\text{Al}(\text{SiO}_4)_2(\text{OH})$. Гессит, так же как и во вкрапленных рудах, представлен прожилковидными выделениями, заполняющими пустоты в пирите. Остальные минералы представлены неправильными зёрнами размером до 15 микрон.

По результатам проведенных исследований нами составлена парагенетическая схема минералообразования (таблица 1) [21–25].

Руды месторождения Абыз были сформированы в три стадии:

- 1) дорудную березитовую;
- 2) рудную:
 - золото-сульфидная ассоциация;
 - золото-теллуридная ассоциация;
- 3) пострудную кварц-кальцитовую.

Дорудные процессы выражены в березитизации, представленной кварц-серицитовыми метасоматитами. В дорудную березитовую стадию активно отлагались такие минералы, как кварц, серицит и кальцит. В меньшей степени формировались ортоклаз и микроклин. В завершении данной стадии отлагался пирит-1. Температура образования дорудной стадии определена К.Ш Дюсембаевой в 1992 г. [16] и равняется 400–450 °С.

В пределах *рудной стадии* выделено две ассоциации: золото-сульфидная и золото-теллуридная.

В *золото-сульфидную ассоциацию* формировались главные рудные минералы (пирит-2, халькопирит, сфалерит и галенит), а также кварц-2. На завершении стадии отлагались монацит с тернеобитом и в весьма малом количестве накапливались такие минералы, как рутил, ильменит, касситерит и лаутит. Рудная минерализация на протяжении всей стадии представлена электрумом и самородным золотом, которые находились в тесной связи с пиритом-2 и халькопиритом.

Непосредственно для золото-сульфидной ассоциации температура минералообразования была определена нами на основе парагенетической ассоциации сфалерита и халькопирита.

Кристаллическая структура халькопирита весьма сходна с таковой сфалерита. Поэтому с данными минералами часты ориентированные сростания не только при распаде и замещении, но и при одновременном образовании простой временной последовательности.

Э. Ингерсоном в 1985 г. было установлено, что температура образования твердых растворов сфалерита и халькопирита равняется 350–400 °С [26].

В табл. 1 видно, что выделенные генерации пирита присутствуют как в березитах (пирит-1), так и в рудах (пирит-2). Объясняется это тем, что дорудная стадия расположена на небольшом удалении от центральной части рудных тел, что хорошо видно по перекрытию температурных диапазонов.

Таблица 1. Парагенетическая схема минералообразования

Table 1. Paragenetic scheme of mineral formation

Этапы/Stages	Золото-колчеданно-полиметаллический/Gold-pyrite-polymetallic			
	Стадии/Substages	Дорудная/Pre-ore	Рудная/Ore	
Минералы Minerals	Березитовая Alteration halo	Золото-сульфидная Gold-sulfide	Золото-теллуридная Gold-telluride	Кварц-карбонатная Quartz-carbonate
Т °С стадии Stage T °С	400–450	350–400	250	<250
Кварц/Quartz	██████████	██████████		██████████
Кальцит/Calcite	██████████			██████████
Ортоклаз/Orthoclase				
Микроклин Microcline	██████████			
Серицит/Sericite	██████████			
Халькопирит Chalcopyrite	██████████	██████████		
Пирит/Pyrite	██████████	██████████		
Сфалерит/Sphalerite				
Галенит/Galena		██████████		
Рутил/Rutile			██████████	
Ильменит/Ilmenite			██████████	
Касситерит/Cassiterite			██████████	
Лаутит/Lautite			██████████	
Электрум/Electrum		██████████		
Самородное золото Native gold		██████████		
Петцит/Petzite			██████████	
Калаверит/Calaverite			██████████	
Кюстелит/Kyustelite			██████████	
Гессит/Hessite			██████████	
Теллуровисмутит Tellurobismutite			██████████	
Алтаит/Altaite			██████████	
Ченгуодаит Chenguodaite			██████████	
Раклиджит Rucklidgeite			██████████	
Тернеобит Tornebohmite			██████████	
Монацит/Monazite			██████████	
Кальсилит/Kalsilite			██████████	
Дикит/Dickite			██████████	
Цеолиты/Zeolites				██████████

Во вторую рудную ассоциацию, непосредственно золото-теллуридную, в большом количестве отлагались теллуриды серебра (гессит), монацит и тернеобит, а также образовывались такие минералы, как алтаит, кюстелит, раклиджит и теллуровисмутит. Золотая минерализация представлена петцитом и калаверитом.

Для определения температуры образования золото-теллуридной ассоциации были изучены флюидные включения в кварце методом гомогенизации [27–29].

Установлено, что температура гомогенизации газовой-жидких включений в кварце равняется $T_h=250$ °С.

Завершает процесс минералообразования пострудная стадия, с которой связано образование кварц-кальцитовых прожилков. Прожилки пострудной стадии пересекают минеральные агрегаты ранних стадий. В пустотах и крупных трещинах отлагались кальсилит и дикит. Весьма редко в данную стадию встречаются цеолиты. Температура образования – менее 250 °С.

При технологическом исследовании руд установлено, что большая часть золота связана с сульфидами (пирит, галенит, халькопирит, сфалерит), которые диагностируются в составе пиритного концентрата (табл. 2).

Таблица 2. Состав пиритного концентрата месторождения Абыз

Table 2. Chemical composition of pyrite concentrate from the Abyz deposit

Компоненты Components	Содержание, % Content, %	Компоненты Components	Содержание, % Content, %
Кремний/Silicon	5,83	Мышьяк/Arsenic	0,12
Железо общее Iron total	38,30	Медь/Copper	1,15
Сера общая Sulfur total	45,20	Цинк/Zinc	2,46
Алюминий Aluminum	0,74	Свинец/Lead	0,34
Титан Titanium	0,25	Двуокись углерода Carbon dioxide	0,17
Магний+Кальций Magnesium+Calcium	0,90	Золото, г/т Gold, g/t	4,85
Марганец Manganese	0,25	Серебро, г/т Silver, g/t	40,00

Нами выполнен пересчет по химическому составу концентрата, где весовой процент каждого сульфида составил: пирит – 36,53 %, халькопирит – 36,28 %, галенит – 14,05 %, сфалерит – 13,12 % (табл. 3). При

пересчете на весовой процент нерудные минералы не учитывались, так как они присутствуют в незначительных количествах и в сумме составляют около 1 %. Полученные данные говорят о том, что концентрат правильнее именовать сульфидным, а не пиритным.

Таблица 3. Весовой процент сульфидов
Table 3. Weight percentage of sulfides

Сульфиды Sulphides	Молекулярный вес Molecular weight	Молекулярный вес * Содержание Molecular weight * Content	Весовой, % Weight, %
FeS ₂	87,90	87,9*(25,53+16,95)=37,30	36,53
PbS	239,30	239,3*(0,34+5,65)=14,33	14,05
ZnS	97,40	97,4*(2,46+11,3)=13,40	13,12
CuFeS ₂	151,50	151,5*(0,15+13+11,3)=37,04	36,28
Итого Total	576,10	102,10	99,98

В результате дальнейшего изучения руд было установлено, что золото в основном связано с мине-

ралом электрумом и в меньшей степени представлено в виде самородного высокопробного (рис. 1, 2).



Рис. 1. Золотая минерализация в рудах
Fig. 1. Gold mineralization in ores

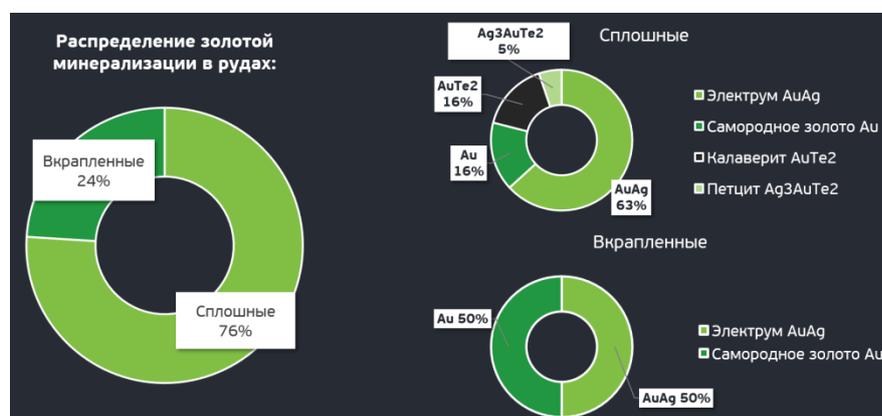


Рис.2. Распределение золотой минерализации в рудах
Fig. 2. Distribution of gold mineralization in ores

Электрум в основном концентрируется в пирите и в меньшей степени в халькопирите. Золото в связи с сульфидами определяется в рудных минералах в виде каплевидных включений и мелких неправильных зерен, но чаще всего оно выполняет межзерновые пространства, образуя тончайшие нитевидные жилки, петьчатые скопления и реже мелкие зерна, обычно концентрирующиеся по периферии зёрен сульфидов.

По данным сканирующей электронной микроскопии в составе выделений электрума (AuAg), который относится к интерметаллическим соединениям, содержания Au колеблется в пределах 61,5...72 % и Ag=28...38,5 %, что четко указывает на наличие в рудах преимущественно низкопробного золота. Форма выделений обычно прожилковидная, редко представлена в виде изометричных и неправильных зёрен. Чаще всего электрум заключён между зёрнами пирита и халькопирита (рис. 3), также в процессе сканирования руд обнаружены случаи нахождения минерала в трещинах пирита. Мощность выделений не превышает 3 микрон, а длина – 30 микрон.

Самородное золото Au обнаружено в рудах в меньшей степени. Форма выделения распространена как в виде прожилковидных выделений, заполняющих пустоты или трещины, так и в виде неправильных зерен. В ходе сканирования руд были выявлены случаи развития неправильных зерен золота, концентрирующихся по периферии сульфидов. Выделения по своим размерам не превышают 3,85 микрон (рис. 4).

Помимо этого, выявлены случаи, когда в халькопирите, выполняющем межзерновые пространства в пирите, обнаружены неправильные зерна самородного золота размером 18*9 микрон (рис. 5).

Помимо самородного золота, в процессе изучения руд в пирите обнаружены теллуриды золота, по своему химическому составу (Au=40...43 %, Te=57...60 %) представленные калаверитом AuTe₂ (рис. 6). Обнаруженные включения овальных зёрен по своим размерам не превышают 1,5 микрон.

Редко в рудах диагностируется минерал петцит Ag₃AuTe₂ (Au=25...26 %, Te=32...33 %, Ag=41...42 %) в виде неправильных включений размерностью около 1,45 микрон (рис. 7).

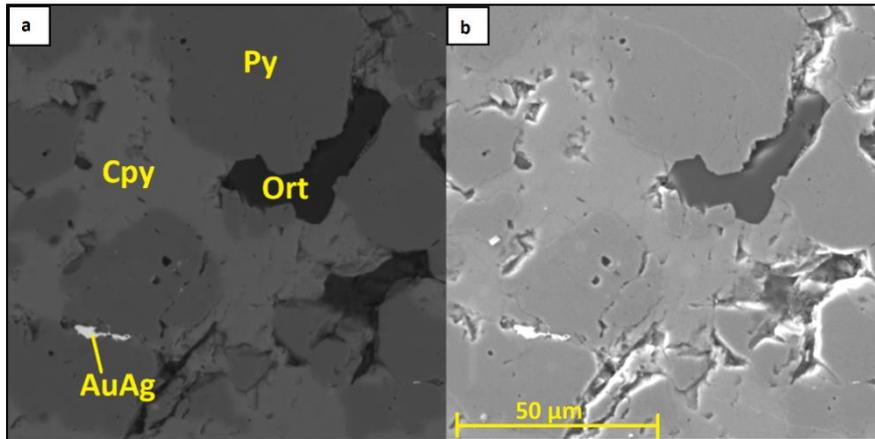


Рис. 3. Изображение сканирующего электронного микроскопа в обратно рассеянных (a) и вторичных (b) электро-нах, демонстрирующее прожилковидную форму зерна электрума (AuAg), заполняющего пустоты между халькопиритом (Cpy) и пиритом (Py), в ассоциации с ортоклазом (Ort)

Fig. 3. SEM image in backscattered (a) and secondary (b) electrons, demonstrating the vein-like shape of electrum (AuAg), filling the voids between chalcopyrite (Cpy) and pyrite (Py), in association with orthoclase (Ort)

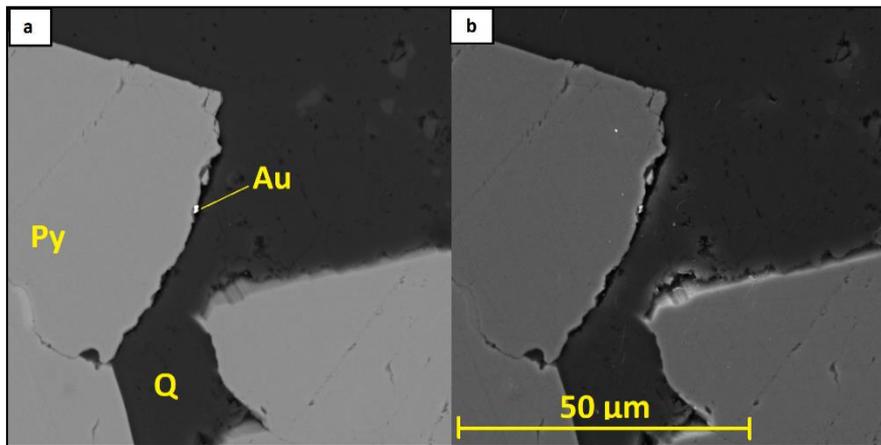


Рис. 4. Изображение сканирующего электронного микроскопа в обратно рассеянных (a) и вторичных (b) электро-нах, демонстрирующее неправильное зерно золота (Au), находящееся на периферии пирита (Py) в кварце (Q)

Fig. 4. SEM image in backscattered (a) and secondary (b) electrons showing an irregular gold (Au) grain located at the periphery of pyrite (Py) in quartz (Q)

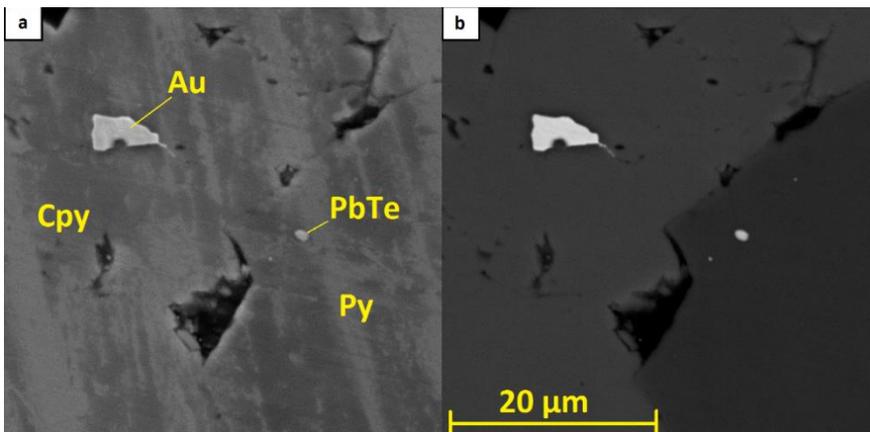


Рис. 5. Изображение сканирующего электронного микроскопа в обратно рассеянных (a) и вторичных (b) электро-нах, демонстрирующее неправильное зерно золота (Au) в халькопирите (Cpy). Py – пирит, PbTe – алтаит

Fig. 5. SEM image in backscattered (a) and secondary (b) electrons, showing irregular grain of gold (Au) in chalcopyrite (Cpy). Py – pyrite, PbTe – altaite

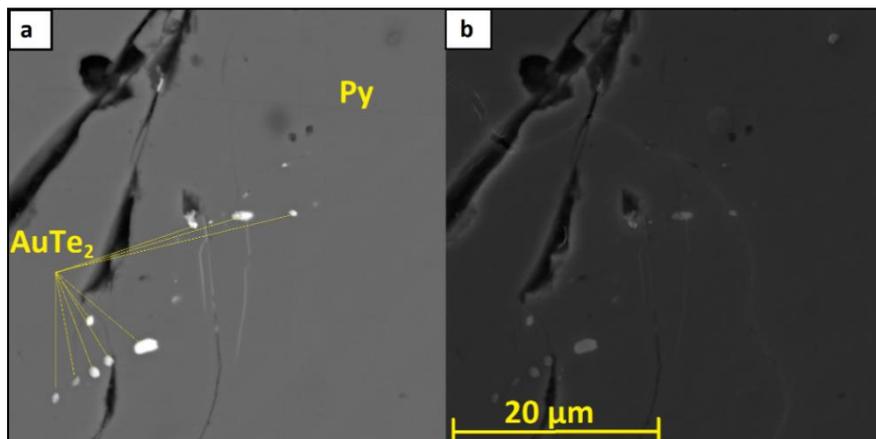


Рис. 6. Изображение сканирующего электронного микроскопа в обратно рассеянных (а) и вторичных (б) электро-нах, демонстрирующее зёрна калаверита ($AuTe_2$) в пирите (Py)

Fig. 6. SEM image in backscattered (a) and secondary (b) electrons, showing grains of calaverite ($AuTe_2$) in pyrite (Py)

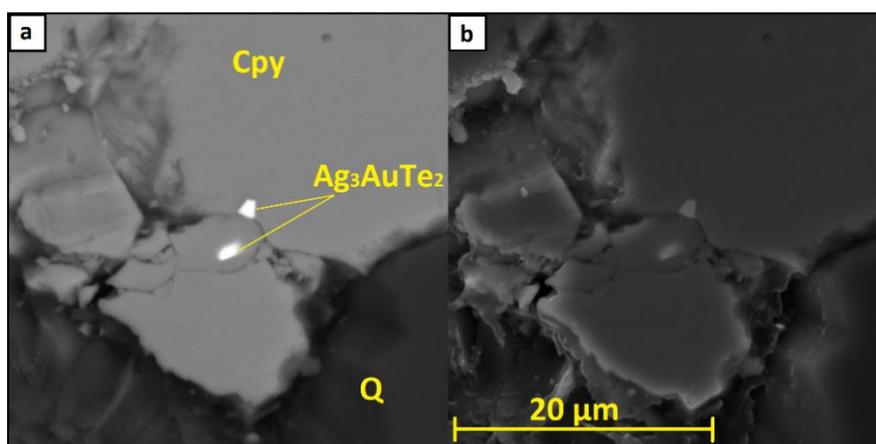


Рис. 7. Изображение сканирующего электронного микроскопа в обратно рассеянных (а) и вторичных (б) электро-нах, демонстрирующее неправильные зёрна петцита (Ag_3AuTe_2) в халькопирите (Cpy) в ассоциации с квар-цем (Q)

Fig. 7. SEM image in backscattered (a) and secondary (b) electrons showing irregular grains of petzite (Ag_3AuTe_2) in chalcopyrite (Cpy) in association with quartz (Q)

Кроме того, установлено, что золото, помимо самородной формы, присутствует в виде тонкодисперсного (размером до 1 микрона), рассеянного – так называемого «невидимого» золота. Для выявления предполагаемого «нанозолота» применялся масс-спектральный анализ с индуктивно связанной плазмой монофракции пирита [30]. Анализ выявил присутствие рассеянного золота как в сплошных (0,00054 %), так и во вкрапленных (0,000049 %) рудах. Данный фактор также является причиной потери золота в результате флотации.

Заключение

Оруденение месторождения Абыз приурочено к зоне березитизации, которая сформирована по вулканогенно-осадочным породам среднего-основного состава, а также их туфогенным производным и осадочным отложениями. По текстурно-структурным особенностям руды представлены двумя типами: в основном сплошными и в подчиненном количестве вкрапленными. Сульфидными минералами являются пирит, халькопирит, галенит и сфалерит.

Проведенными исследованиями установлено, что золотая минерализация тяготеет к сплошным рудам (до 76 %) и представлена в виде минеральной формы, выраженной прожилковидными выделениями, овальными, неправильными и близкими к изометричной форме включениями в сульфидах, их трещинах, на границах минералов и между ними. Доминирующими минералами-концентраторами в рудах являются такие сульфиды как пирит и халькопирит. Отложение минералов золота происходило в течение двух стадий минералообразования: золото-сульфидной и золото-теллуридной. Преобладающим минералом является электрум (AgAu), в меньшей степени диагностируется самородное золото Au, и единично обнаружен петцит (Ag_3AuTe_2) с калаверитом ($AuTe_2$). В рудах месторождения Абыз также выявлено «нанозолото». Под этим термином нами понимается тонкодисперсное золото (размером до 1 микрона), рассеянное в пирите.

Таким образом, высокое содержание золота (4,85 г/т) в пиритном концентрате можно объяснить тем фактором, что низкопробный золотосодержащий минерал электрум (AgAu) является господствующим

и развивается по микротрещинам в пирите и халькопирите, а также наличием в руде «нанозолота». При разработке технологической схемы извлечения золота из руды, вероятно, этот фактор не принимался во внимание как при измельчении руды, так и при подборе реагентного режима.

Полученные данные позволяют скорректировать технологическую схему извлечения золота из руды, что в дальнейшем приведёт к повышению извлечения

золота в концентрат и тем самым увеличит рентабельность производства.

Следует отметить, что в результате проведенных исследований в рудах месторождения Абыз впервые диагностированы такие минералы, как калаверит AuTe_2 , лаутит CuAsS , ильменит FeTiO_3 , касситерит SnO_2 , ченгуодаит $\text{Ag}_9\text{FeTe}_2\text{S}_4$, раклиджит $(\text{Bi,Pb})_3\text{Te}_4$, циркон ZrSiO_4 , монацит $(\text{La, Ce, Nd})\text{PO}_4$ и тернемобит $(\text{Ce})-(\text{Ce,La,Nd})_2\text{Al}(\text{SiO}_4)_2(\text{OH})$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Oxidative dissolution of hydrothermal mixed-sulphide ore: an assessment of current knowledge in relation to seafloor massive sulphide mining / E.K. Fallon, S. Petersen, R.A. Brooker, T.B. Scott // *Ore Geology Reviews*. – 2017. – V. 86. – P. 309–337.
2. Dobretsov N.L. Evolution of structures of the Urals, Kazakhstan, Tien Shan and Altai Sayan region within the Ural Mongolian fold belt (Paleoasian ocean) // *Russian Geology and Geophysics*. – 2003. – V. 44. – P. 3–26.
3. Абдулин А.А., Шлыгин А.Е. Металлогения и общие ресурсы Казахстана. – Алма-Ата: Наука, 1988. – 176 с.
4. Мазуров А.К. Металлогенетическое районирование Казахстана // *Вестник Томского политехнического университета*. – 2005. – Т. 308. – № 4. – С. 33–39.
5. Tectonic history of the Irtys shear zone (NE Kazakhstan): new constraints from zircon U/Pb dating, apatite fission track dating and palaeostress analysis / S. Glorie, J. De Grave, D. Delvaux, M.M. Buslov, F.I. Zhimulev, F. Vanhaecke, M.A. Elburg, P. Van den haute // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2012. – V. 44. – P. 138–149.
6. Baibatsha A., Dyussebaeva K., Sazhin J. Mineralogical and technological studies of micro- and nanogold deposits of Kazakhstan // 10th International Multidisciplinary Scientific Geo-Conference. – Bulgaria, 2012. – P. 1181–1186.
7. Минералогическая карта Казахстана / Л.А. Мирошниченко, Н.М. Жуков, Х.А. Беспав и др. // *Геология Казахстана*. – 2001. – № 3/4. – С. 73–85.
8. Мазуров А.К. и др. Колчеданные месторождения энзиматических островных дуг Казахстана на примере месторождения Абыз // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 4. – С. 28–37.
9. Щерба Г.Н. Геотектоника и металлогения. – Алма-Ата: Наука, 1988. – 176 с.
10. Байбатша А.Б. Модели месторождений благородных металлов. Монография. – Алматы: КазНТУ, 2016. – 452 с.
11. Минералогические особенности рудных диагенитов России / В.В. Масленников, Н.Р. Аюпова, Н.П. Сафина, А.С. Целуйко, И.Ю. Мелекесцева, Р.Р. Лардж, Р.Д. Херрингтон, В.А. Котляров, И.А. Блинов, С.П. Масленникова, С.Г. Тессалина // *Минералы*. – 2019. – № 9 (3). – С. 1–38.
12. Ferruginous and manganiferous haloes around massive sulphide deposits of the Urals / V.V. Maslennikov, N.R. Ayupova, R.J. Herrington, L.V. Danyushevskiy, R.R. Large // *Ore Geology Reviews*. – 2012. – V. 47. – P. 5–41.
13. Classification of VMS deposits: lessons from the South Uralides / R. Herrington, V. Maslennikov, V. Zaykov, I. Seravkin, A. Kosarev, B. Buschmann, J.-J. Orgeval, N. Holland, S. Tesalina, P. Nimis, R. Armstrong // *Ore Geology Reviews*. – 2005. – V. 27 (1–4). – P. 203–237.
14. Massive sulfides of Mount Jourdan along the super-slow spreading Southwest Indian Ridge and their genesis / B. Nayak, P. Halbach, B. Pracejus, U. Münch // *Ore Geology Reviews*. – 2014. – V. 63. – P. 115–128.
15. Mineralogy and geochemistry of metalliferous sedimentary rocks from the upper cretaceous VMS deposits of the eastern pontides (NE Turkey) / M.K. Revan, Y. Genc, O. Delibas, V.V. Maslennikov, N.R. Ayupova, O. Zimitoglu // *Turkish Journal of Earth Sciences*. – 2019. – V. 28 (2). – P. 299–327.
16. Дюсембаева К.Ш. Минералого-геохимические особенности руд золото-колчеданно-медно-цинкового месторождения Абыз: Центральный Казахстан: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Алма-Ата, 1992. – 221 с.
17. Николаева А.Н., Байболова Ш.Ж. Золото в сульфидных минералах месторождения Абыз / Проблемы геологии и освоения недр: Материалы XXIV Международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. – Томск: Томский Политехнический университет, 2020. – С. 138–140.
18. Occurrences and distribution of «invisible» precious metals in sulfide deposits from the Edmond hydrothermal field, Central Indian Ridge / Z. Wu, X. Sun, H. Xu, H. Konishi, Y. Wang, C. Wang, Y. Dai, X. Deng, M. Yu // *Ore Geology Reviews*. – 2016. – V. 79. – P. 105–132.
19. Байболова Ш.Ж., Мазуров А.К., Кряжева Т.В. Геология и типы руд месторождения Абыз // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина. – Томск: Томский Политехнический университет, 2019. – С. 140–142.
20. Родыгина В.Г. Начала минераграфии. – Томск: Изд-во НТЛ, 2006. – 175 с.
21. Taylor C.D., Lear K.G., Newkirk S.R. A genetic model for the greens creek polymetallic massive sulfide deposit, admiralty island, southeastern Alaska // *US Geological Survey Professional Paper*. – 2010. – V. 1763. – P. 419–429.
22. Ridge and ultramafic-hosted mineralization: a new type of oceanic Cu-Zn-Co-Au volcanogenic massive sulfide deposit / Y. Fouquet, P. Cambon, J. Etoubleau, J.L. Charlou, H. Ondreas, F.J.A.S. Barriga, G. Cherkashov, T. Semkova, I. Poroshina, M. Bohn, J.P. Donval, K. Henry, P. Murphy // *Rouzel Geophysical Monograph Series*. – 2013. – V. 188. – P. 321–367.
23. The enrichment characteristic and mechanism of gold-silver minerals in submarine hydrothermal sulfides from the ultraslowspreading SWIR / Y. Wang, X.-M. Sun, Z.-W. Wu, X.-G. Deng, Y.-Z. Dai, Z.-Y. Lin // *Spectroscopy and Spectral Analysis*. – 2014. – V. 34 (12). – P. 3327–3332.
24. Ярцев Е.И. Геологическое строение и условия формирования Джусинского колчеданно-полиметаллического месторождения, Южный Урал: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2017. – 150 с.
25. German C.R., Von Damm K.L. Hydrothermal processes // *Treatise on Geochemistry*. – 2003. – V. 6–9. – P. 181–222.
26. Hydrothermal alteration of a 1 km section through the upper oceanic crust, Deep Sea Drilling Project Hole 504 B: mineralogy, chemistry, and evolution of seawater-basalt interactions / J.C. Alt, J. Honnorez, C. Laverne, R. Emmermann // *Journal of Geophysical Research*. – 1986. – V. 91. – P. 10309–10335.
27. Bodnar R.J., Vityk M.O. Interpretation of microthermometric data for HO–NaCl fluid inclusions // *Fluid Inclusions in minerals, methods and applications* / Eds. B. de Vivo, M.L. Frezzotti. – Blacksburg: Virginia Polytechnic Institute & State University Publ., 1994. – P. 117–130.
28. Плечов П.Ю. Методы исследования флюидных и расплавных включений. – М.: Изд-во «КДУ», 2014. – 268 с.
29. Cline J.S., Hofstra A.H. Ore fluid evolution at the Getchell Carlin-type gold deposit, Nevada, USA // *European Journal of Mineralogy*. – 2000. – V. 12. – P. 195–212.
30. Dill H.G. The «chessboard» classification scheme of mineral deposits: mineralogy and geology from aluminum to zirconium // *Earth-Science Reviews*. – 2010. – V. 100 (1–4). – P. 1–420.

Поступила 21.10.2021 г.

Информация об авторах

Мазуров А.К., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Николаева А.Н., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Рудмин М.А., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

Рубан А.С., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Байболова Ш.Ж., докторант кафедры геологии и разведки месторождений полезных ископаемых Карагандинского государственного технического университета.

UDC 553.041:553.22

GOLD IN THE ORE OF THE GOLD-PYRITE DEPOSIT ABYZ (CENTRAL KAZAKHSTAN)

Aleksey K. Mazurov¹,
akm@tpu.ru

Anastasiya N. Nikolayeva¹,
nikolaevaanas759@gmail.com

Maksim A. Rudmin¹,
rudminma@tpu.ru

Tamara Y. Yakich¹,
cherkasovatu@tpu.ru

Aleksey S. Ruban¹,
ruban@tpu.ru

Shynar Z. Baybolova²,
baibolova-sh@mail.ru

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

² Karaganda State Technical University,
56/1, Nursultan Nazarbayev avenue, Karaganda, 100027, Kazakhstan.

Relevance of the research. More than 20 gold-pyrite deposits are known in the Chingiz-Tarbogatai structural-formational zone. All deposits have one problem in common: during ore dressing, a significant part of the gold goes into the «pyrite» concentrate and is lost along with the «tailings». In increasing gold recovery, we studied in detail the mineral composition of the ores of the most representative gold-pyrite deposit Abyz. It was found that a significant part of the gold at the deposit is represented by the mineral electrum, which fills microcracks in pyrite and chalcopyrite. When developing a technological scheme for gold extraction, this fact was probably not given due attention, since it was believed that gold in pyrite was represented by native gold.

The main aim is to study textural and structural features of ores, as well as to establish the mineral form of gold in the ores of the Abyz deposit and its relationship to the use of sulfide minerals (pyrite, chalcopyrite, galena and sphalerite).

Research methods included studying the composition of rocks and ores using mineralogical, petrographic, mineragraphic and geochemical analyzes.

Results. Disseminated and solid ores have been identified at the deposit based on their structural and textural properties. It was established that the main amount of gold is associated with solid ores and is presented in mineral form, associated mainly with pyrite and rarely chalcopyrite. Gold mineralization is associated with beresitization; deposition of Au and Ag minerals occurred during the ore stage of mineral formation and related to gold-sulfide and gold-telluride associations. The predominant mineral is electrum AgAu, native gold Au is diagnosed to a lesser extent, and petcote Ag_3AuTe_2 with calaverite $AuTe_2$ was found as a single source. The dominant mineral-concentrators in ores are such sulfides as pyrite and chalcopyrite. The reason for the loss of most of the gold as a result of flotation can be explained by the fact that the low-grade gold-bearing mineral electrum AgAu is dominant.

Key words:

Chingiz-Tarbogatai structural-formation zone, gold-pyrite deposits, sulfides, pyrite, gold, Central Kazakhstan.

REFERENCES

- Fallon E.K., Petersen S., Brooker R.A., Scott T.B. Oxidative dissolution of hydrothermal mixed-sulphide ore: an assessment of current knowledge in relation to seafloor massive sulphide mining. *Ore Geology Reviews*, 2017, vol. 86, pp. 309–337.
- Dobretsov N.L. Evolution of structures of the Urals, Kazakhstan, Tien Shan and Altai Sayan region within the Ural Mongolian fold belt (Paleoasian ocean). *Russian Geology and Geophysics*, 2003, vol. 44, pp. 3–26. In Rus.
- Abdulin A.A., Shlygin A.E. *Metallogeniya i obshchie resursy Kazakhstana* [Metallogeny and general resources of Kazakhstan]. Alma-Ata, Nauka Publ., 1988. 176 p.
- Mazurov A.K. Metallogenic zoning of Kazakhstan. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2005, vol. 308, no. 4, p. 33–39. In Rus.
- Glorie S., De Grave J., Delvaux D., Buslov M.M., Zhimulev F.I., Vanhaecke F., Elburg M.A., Van den haute P. Tectonic history of the Irtysh shear zone (NE Kazakhstan): new constrains from zircon U/Pb dating, apatite fission track dating and palaeostress analysis. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2012, vol. 45, pp. 138–149.
- Baibatsha A., Dyussebaeva K., Sazhin J. Mineralogical and technological studies of micro- and nanogold deposits of Kazakhstan. *10th International Multidisciplinary Scientific Geo-Conference*. Bulgaria, 2010. pp. 1181–1186.
- Miroshnichenko L.A., Zhukov N.M., Bespaev Kh.A. *Miragenicheskaya karta Kazakhstana* [Mineragenic map of Kazakhstan]. Kazakhstan, Geology of Kazakhstan Publ., 2001. Vol. 3–4, pp. 73–85.
- Mazurov A.K. Pyrite deposits of ensimatic island arcs in Kazakhstan on the example of the Abyz deposit. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 4, pp. 28–37. In Rus.
- Shcherba G.N. *Geotektonika i metallogeniya* [Geotectonics and metallogeny]. Alma-Ata, Nauka Publ., 1988. 176 p.
- Baibatsha A.B. *Modeli mestorozhdeniy blagorodnykh metallov: monografiya* [Models of deposits of noble metals: monograph]. Almaty, KazNTU Publ., 2016. 452 p.
- Maslennikov V.V., Ayupova N.R., Safina N.P., Tseluiko A.S., Melekestseva I.Yu., Large R.R., Herrington R.D., Kotlyarov V.A., Blinov I.A., Maslennikova S.P., Tossalina S.G. Mineralogical

- features of ore diagenites in Russia. *Minerals*, 2019, no. 9 (3), pp. 1–38. In Rus.
12. Maslennikov V.V., Ayupova N.R., Herrington R.J., Danyushevskiy L.V., Large R.R. Ferruginous and manganiferous haloes around massive sulphide deposits of the Urals. *Ore Geology Reviews*, 2012, vol. 47, pp. 5–41.
 13. Herrington R., Maslennikov V., Zaykov V., Seravkin I., Kosarev A., Buschmann B., Orgeval J.-J., Holland N., Tesalina S., Nimis P., Armstrong R. Classification of VMS deposits: Lessons from the South Uralides. *Ore Geology Reviews*, 2005, vol. 27 (1–4), pp. 203–237.
 14. Nayak B., Halbach P., Pracejus B., Munch U. Massive sulfides of Mount Jourdanne along the super-slow spreading Southwest Indian Ridge and their genesis. *Ore Geology Reviews*, 2014, vol. 63, pp. 115–128.
 15. Revan M.K., Genc Y., Delibas O., Maslennikov V.V., Ayupova N.R., Zimitoglu O. Mineralogy and geochemistry of metalliferous sedimentary rocks from the upper cretaceous VMS deposits of the eastern pontides (NE Turkey). *Turkish Journal of Earth Sciences*, 2019, vol. 28 (2), pp. 299–327.
 16. Dyusembaeva K.Sh. *Mineralogo-geokhimicheskie osobennosti rud zoloto-kolchedanno-medno-tsinkovogo mestorozhdeniya Abyz: Tsentralny Kazakhstan*. Dis. Kand. nauk [Mineralogical and geochemical features of the ores of the gold-pyrite-copper-zinc deposit Abyz: Central Kazakhstan. Cand. Diss.]. Alma-Ata, 1992. 221 p.
 17. Nikolaeva A.N., Baibolova Sh.Zh. *Zoloto v sulfidnykh mineralakh mestorozhdeniya Abyz. Problemy geologii i osvoyeniya nedr* [Gold in sulfide minerals of the Abyz deposit. Problems of geology and subsoil development]. *Materialy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma studentov i molodykh uchenykh imeni akademika M.A. Usova, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne* [Materials of the XXIV International Symposium of Students and Young Scientists named after Academician M.A. Usov, dedicated to the 75th anniversary of Victory in the Great Patriotic War]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2020. pp. 138–140.
 18. Demonova A.Yu., Bragin I.V., Razykov B.Kh. *Usloviya formirovaniya termomineralnykh vod uyynykh otrogov Gissarskogo khrebtta* [Conditions for formation of thermomineral waters of the southern spurs of the Gissar Range]. *XXI Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dalnego Vostoka* [XXI Conference on the Groundwaters of Siberia and the Far East]. Novosibirsk, Novosibirsk State University Publ., 2018. pp. 166–172.
 19. Wu Z., Sun X., Xu H., Konishi H., Wang Y., Wang C., Dai Y., Deng X., Yu M. Occurrences and distribution of «invisible» precious metals in sulfide deposits from the Edmond hydrothermal field, Central Indian Ridge. *Ore Geology Reviews*, 2016, vol. 79, pp. 105–132.
 20. Baibolova Sh.Zh., Mazurov A.K., Kryazheva T.V. *Geologiya i tipy rud mestorozhdeniya Abyz. Problemy geologii i osvoyeniya nedr* [Geology and types of ores of the Abyz deposit. Problems of geology and subsoil development]. *Materialy XXIII Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova, studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 120-letiyu so dnya rozhdeniya akademika K.I. Satpayeva, k 120-letiyu so dnya rozhdeniya professora K.V. Radugina* [Proc. of the XXIII International Symposium named after academician M.A. Usov, students and young scientists, dedicated to the 120th anniversary of the birth of academician K.I. Satpayev, to the 120th anniversary of the birth of Professor K.V. Radugin]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2019. pp. 140–142.
 21. Rodygina V.G. *Nachala minerografii* [Beginnings of Mineragraphy]. Tomsk, NTL Publ., 2006. 175 p.
 22. Taylor C.D., Lear K.G., Newkirk S.R. A genetic model for the greens creek polymetallic massive sulfide deposit, Admiralty Island, southeastern Alaska. *US Geological Survey Professional Paper*, 2010, vol. 1763, pp. 419–429.
 23. Fouquet Y., Cambon P., Etoubleau J., Charlou J.L., Ondreas H.J.L., Barriga F.J.A.S., Cherkashov G., Semkova T., Poroshina I., Bohn M., Donval J.P., Henry K., Murphy P. Ridge and ultramafic-hosted mineralization: a new type of oceanic Cu-Zn-Co-Au volcanogenic massive sulfide deposit. *Rouxel Geophysical Monograph Series*, 2013, vol. 188, pp. 321–367.
 24. Wang Y., Sun X.-M., Wu Z.-W., Deng X.-G., Dai Y.-Z., Lin Z.-Y. The enrichment characteristic and mechanism of gold-silver minerals in submarine hydrothermal sulfides from the ultra-slowspreading SWIR. *Guang Pu Xue Yu Guang Pu Fen Xi. Spectroscopy and Spectral Analysis*, 2014, vol. 34 (12), pp. 3327–3332.
 25. Yartsev E.I. *Geologicheskoe stroeniye i usloviya formirovaniya Dzhusinskogo kolchedanno-polimetallicheskogo mestorozhdeniya, Yuzhnyy Ural*. Dis. Kand. nauk. [Geological structure and conditions of formation of the Dzhusinsky pyrite-polymetallic deposit, South Urals Cand. Diss.]. Moscow, 2017. 150 p.
 26. German C.R., Von Damm K.L. Hydrothermal Processes. *Treatise on Geochemistry*, 2003, vol. 6–9, pp. 181–222.
 27. Alt J.C., Honnorez J., Laverne C., Emmermann R. Hydrothermal alteration of a 1 km section through the upper oceanic crust, Deep Sea Drilling Project Hole 504 B: mineralogy, chemistry, and evolution of seawater-basalt interactions. *Journal of Geophysical Research*, 1986, vol. 91, pp. 10309–10335.
 28. Bodnar R.J., Vityk M.O. Interpretation of microthermometric data for HO–NaCl fluid inclusions. *Fluid Inclusions in Minerals. Methods and Applications*. Eds. De Vivo B., Frezzotti M.L. Blacksburg, Virginia Polytechnic Institute & State University Publ., 1994. pp. 117–130.
 29. Plechov P.Yu. *Metody issledovaniya flyuidnykh i rasplavykh vkluyucheny* [Methods for the study of fluid and melt inclusions]. Moscow, KDU Publ. house, 2014. 268 p.
 30. Cline J.S., Hofstra A.H. Ore fluid evolution at the Getchell Carlin-type gold deposit, Nevada, USA. *European Journal of Mineralogy*, 2000, vol. 12, pp. 195–212.
 31. Dill H.G. The «chessboard» classification scheme of mineral deposits: Mineralogy and geology from aluminum to zirconium. *Earth-Science Reviews*, 2010, vol. 100 (1–4), pp. 1–420.

Received: 21 October 2021.

Information about the authors

- Aleksey K. Mazurov**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.
Anastasiya N. Nikolayeva, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.
Maksim A. Rudmin, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.
Tamara Y. Yakich, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.
Aleksey S. Ruban, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.
Shynar Z. Baybolova, doctoral student, Karaganda State Technical University.

УДК 622.276.63

ГРУППИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НА ОСНОВЕ ПАРАМЕТРОВ ОБОБЩЕННОЙ МОДЕЛИ КРИВЫХ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ РЯДА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Ахметов Расуль Тухбатуллович¹,
info@of.ugntu.ru

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович²,
vv@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна¹,
markl212@mail.ru

Грезина Ольга Анатольевна¹,
ugntu.grezina@mail.ru

¹ Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. Группирование объектов позволяет уже на стадии выхода месторождения из разведки относить новые залежи к какому-либо из известных объектов-аналогов, находящихся в разработке. Использование опыта длительно разрабатываемых месторождений-аналогов при эксплуатации новых объектов несомненно является актуальной процедурой.

Цель: выявление объекта-аналога путем использования ограниченного количества показателей, интегрально характеризующих данный объект.

Объекты: продуктивные пласты юрского и нижнемелового возраста ряда месторождений Западной Сибири.

Методы: статистическая обработка данных капиллярметрических исследований образцов керн ряда продуктивных пластов отдельных месторождений, создание математической модели кривых капиллярного давления.

Результаты. При выявлении объектов-аналогов предлагается использовать обобщенную модель кривых капиллярного давления, которая представляет собой зависимость безразмерного капиллярного давления от нормированной (приведенной) водонасыщенности в логарифмической системе координат. В условиях Западной Сибири для любого месторождения на коллекции образцов керн в лабораторных условиях изучают капиллярные характеристики продуктивного пласта. Определяют фильтрационно-емкостные свойства образцов: пористость, проницаемость, остаточную водонасыщенность. Далее путем статистической обработки лабораторных данных можно получить обобщенную математическую модель капиллярных кривых. Параметры обобщенной модели a , b и c являются характеристиками данного продуктивного пласта, причём каждый продуктивный пласт однозначно характеризуется своими параметрами. Эти параметры являются неизменными для конкретного продуктивного пласта, но различными для пластов разных месторождений. Параметр a определяет степень смачиваемости поверхности порового канала, то есть водоудерживающую способность продуктивного пласта. Параметр b характеризует микронеоднородность каналов по размерам, а также долевое участие каналов в процессе фильтрации жидкости. Кроме того, относительные фазовые проницаемости для смачивающей (вода) и несмачивающей (нефть, газ) фаз для различных водонасыщенностей тоже определяются параметром b . Параметр c характеризует поведение кривой капиллярного давления в области минимальных значений размеров поровых каналов. Таким образом, обобщенная модель капиллярного давления однозначно характеризует данный эксплуатационный объект, и параметры модели могут быть использованы для распознавания объекта-аналога, находящегося в разработке. Очевидно, опыт разработки объекта-аналога можно уверенно использовать в процессе разработки рассматриваемого месторождения.

Ключевые слова:

Кривая капиллярного давления, обобщенная модель, группирование объектов, капиллярметрические исследования, фильтрационно-емкостные свойства.

Введение

Группирование используется для решения важнейших задач нефтепромышленной геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений. Это выяснение сходства и различия продуктивных пластов при выделении эксплуатационных объектов; обоснование системы разработки, выбор мероприятий по контролю и регулированию разработки и повышению нефтеизвлечения [1–6].

Группирование заключается в выделении относительно однородных групп по комплексу параметров

(признаков), характеризующих генеральную совокупность объектов.

Комплекс параметров, используемых при группировании объектов, включает фильтрационно-емкостные свойства, микро- и макронеоднородность, условия залегания продуктивных пластов, а также физико-химические свойства пластовых флюидов и т. д. [7–10].

При этом наибольший интерес представляют алгоритмы группирования по ограниченному количеству параметров, поскольку они позволяют уже на

стадии выхода месторождения из разведки и составления первых проектных документов по разработке относить новые объекты к какой-либо из известных групп объектов-аналогов, находящихся в разработке [11–13].

Использование опыта длительно разрабатываемых месторождений-аналогов позволяет в условиях новых объектов принять обоснованные технологические решения при составлении проектов разработки, наметить пути и способы повышения эффективности разработки, правильно и обоснованно осуществлять контроль и регулирование процесса разработки [14–17].

Материалы и методы

Очевидно, группирование месторождений по ограниченному количеству признаков возможно лишь при использовании обобщенных параметров, интегрально характеризующих данный объект. Другими словами, обобщенные параметры должны быть практически неизменными для данного конкретного месторождения и однозначно характеризовать данный эксплуатационный объект.

По нашему мнению, обобщенные параметры могут быть выявлены путем анализа результатов лабораторного моделирования фильтрации флюидов, например, в процессе капилляриметрических исследований образцов керн из продуктивного пласта.

Действительно при капилляриметрии моделируются процессы движения флюидов, соответствующие процессу образования месторождений нефти и газа.

Капиллярная кривая графически изображается, как правило, в виде функции капиллярного давления от водонасыщенности [18].

В работах [19, 20] предлагается в качестве коррелирующей функции в условиях коллекторов Западной Сибири использовать алгебраический многочлен второй степени в логарифмической системе координат, который позволяет с высокой точностью аппроксимировать экспериментальный график зависимости капиллярного давления от нормированной водонасыщенности.

На рис. 1, 2 представлены графики зависимости логарифма безразмерного капиллярного давления ($P_k \cdot r_0$) от логарифма нормированной водонасыщенности K_b^* для нескольких месторождений Западной Сибири.

Из анализа представленных графиков (рис. 1, 2) можно сделать следующие выводы:

1. Линия регрессии, полученная на основе результатов капилляриметрических исследований на коллекции образцов керн, полностью характеризует данный продуктивный пласт, а именно его фильтрационно-емкостные, а также физико-химические свойства поверхности пустотного пространства породы.
2. Зависимости, представленные на рис. 1, 2, являются графическим «образом» данного продуктивного пласта, т. е. форма и расположение графиков на координатной плоскости практически полностью характеризуют данный пласт-коллектор.

Исходя из вышеизложенного, поиск объекта-аналога заключается в сопоставлении графических «образов» данного пласта с другими объектами. При этом идеальный случай соответствует полному совпадению графических образов.

Задача группирования заключается в распознавании объекта, находящегося в разработке, графический образ которого имеет минимальное отклонение от графического образа данного объекта.

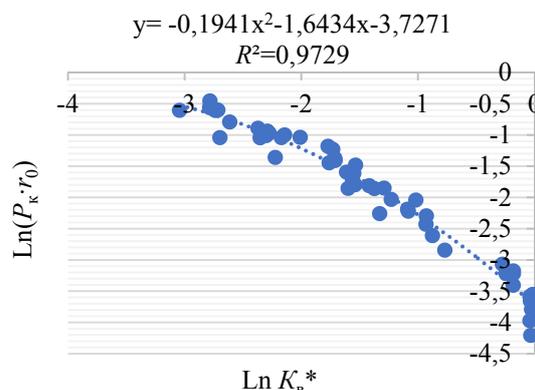


Рис. 1. Зависимость нормированной водонасыщенности от безразмерного капиллярного давления в логарифмической системе координат. Лас-Еганское месторождение, пласт AV_{1-3}

Fig. 1. Dependence of the normalized water saturation on the dimensionless capillary pressure in the logarithmic coordinate system. Las-Eganskoie field, AV_{1-3} formation

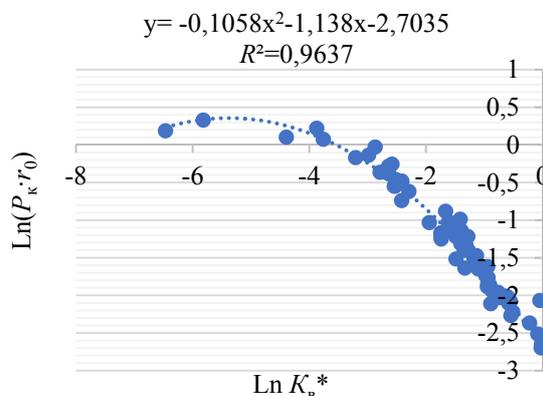


Рис. 2. Зависимость нормированной водонасыщенности от безразмерного капиллярного давления в логарифмической системе координат. Повховское месторождение, пласт JV_{1-1}

Fig. 2. Dependence of the normalized water saturation on the dimensionless capillary pressure in the logarithmic coordinate system. Povkhovskoe field, JV_{1-1} formation

Результаты и обобщение

Рассмотрим аналитическую модель капиллярных кривых, т. е. математическое описание графического объекта продуктивного пласта. Она содержит комплекс обобщенных параметров, необходимых для группирования объектов разработки.

В работе [19] представлена обобщенная модель капиллярных кривых для коллекторов Западной Сибири:

$$\ln(P r_0) = a + b \cdot \ln(K_b^*) + c \cdot (\ln(K_b^*))^2, \quad (1)$$

где a, b, c – фиксированные параметры; $K_b^* = \frac{K_b - K_{во}}{1 - K_{во}}$ –

нормированная водонасыщенность порового пространства; K_b – общая водонасыщенность; $K_{во}$ – оста-

точная водонасыщенность; $r_0 = \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_n}}$ – параметр,

имеющий размерность радиуса; $K_{пр}$ – коэффициент абсолютной проницаемости, мкм²; K_n – коэффициент пористости; P – капиллярное давление, атм.

Рассмотрим физический смысл параметров, входящих в обобщенную модель кривых капиллярного давления.

Определим из формулы (1) начальные капиллярные давления (P_0). Для этого в формулу (1) подставим $K_b^* = 1, 0$.

Мы получим: $\ln(P_0 r_0) = a$. Отсюда:

$$P_0 = \frac{e^a}{r_0} = \frac{e^a}{\sqrt{\frac{K_{пр}}{K_n}}}. \quad (2)$$

Очевидно, начальное капиллярное давление P_0 (формула (2)) соответствует максимальному радиусу поровых каналов образца породы r_m .

Действительно, в соответствии с формулой Лапласа, имеем:

$$r_m = \frac{2\sigma \cos \theta}{P_0} = 2\sigma \cos \theta \cdot e^{-a} \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_n}}, \quad (3)$$

где σ – величина поверхностного натяжения; θ – угол смачивания.

В условиях Западной Сибири для любого месторождения на коллекции образцов зерна в лабораторных условиях изучают капиллярные характеристики продуктивного пласта. Кроме того, определяют фильтрационно-емкостные свойства образцов: пористость, проницаемость, остаточную водонасыщенность [20–22].

Далее путем статистической обработки лабораторных данных можно получить выражение для математической модели капиллярных кривых данного месторождения в виде формулы (1).

Заметим, что параметры a, b и c являются характеристиками данного продуктивного пласта. Причем каждый продуктивный пласт характеризуется своими параметрами.

Обратимся к формуле (3). В соответствии с этой формулой для разных месторождений при одинаковых значениях пористости и проницаемости максимальные радиусы поровых каналов различаются. Отметим, что различаются не только максимальные, но и средние значения радиусов поровых каналов.

Более глубокий анализ показывает, что множитель e^{-a} в формуле (3) определяет степень смачиваемости поверхности поровых каналов, т. е. водоудерживающую способность.

В работе [19] нами получена связь между параметрами $\sqrt{\frac{K_{пр}}{K_n}}$ и $\frac{1 - K_{во}}{K_{во}}$ в следующем виде:

$$\sqrt{\frac{K_{пр}}{K_n}} = \left(\delta \frac{e^a}{\sigma \cos \theta} \cdot \frac{\alpha + 2}{\alpha - 1} \right) \frac{1 - K_{во}}{K_{во}}, \quad (4)$$

где δ – толщина пленки остаточной воды.

Проанализируем данное выражение.

Левая часть формулы (4) содержит абсолютную проницаемость и пористость образца. Оба этих параметра определяются в лабораторных условиях на сухих (безводных) образцах зерна.

Правая часть формулы (4) содержит остаточную водонасыщенность, которая определяется в образцах, насыщенных водой.

Таким образом, выражение, находящееся в скобках, осуществляет связь между свойствами образца в сухом (безводном) и водонасыщенном состояниях. Ясно, что это выражение, содержащее множитель e^{-a} , учитывает фактор смачиваемости водой поверхности поровых каналов.

Таким образом, параметр e^{-a} , являющийся неизменным для конкретного продуктивного пласта, но различным для разных месторождений, характеризует фактор смачиваемости водой данного продуктивного пласта.

Теперь выясним физический смысл параметра b в формуле (1).

В работе [23] показано, что если пренебречь третьим членом в формуле (1), то получим следующую простую формулу для приведенной водонасыщенности:

$$K_b^* = \left(\frac{P}{P_0} \right)^{\frac{1}{b}}. \quad (5)$$

Данная формула (5) представляет собой приближение Брукса–Кори для аппроксимации капиллярных кривых.

Далее воспользуемся формулой Лапласа и перейдем к радиусам поровых каналов

$$K_b^* = \left(\frac{r}{r_m} \right)^{\alpha},$$

где $\alpha = \frac{1}{b}$.

Теперь вычислим производную по радиусу и получим плотность распределения поровых каналов по размерам:

$$g(r) = \frac{dK_b^*}{dr} = \frac{\alpha}{r_m^{\alpha}} r^{\alpha-1},$$

где α – крутизна капиллярных кривых; r_m – максимальный радиус поровых каналов.

Ниже представлены выражения для дисперсии (D) и коэффициента вариации (W) размеров поровых каналов:

$$D = \frac{\alpha}{\alpha + 2} r_m^2, \quad W = \frac{1}{\alpha(\alpha + 2)}.$$

Таким образом, дисперсия и коэффициент вариации размеров поровых каналов определяется параметром a или крутизной капиллярных кривых. Отсюда следует, что параметр характеризует микронеоднородность поровых каналов по размерам.

Наши исследования показывают, что параметр b определяет не только распределение поровых каналов по размерам, но и их доленое участие в фильтрации жидкости.

Кроме того, относительные фазовые проницаемости для смачивающей (вода) и несмачивающей (нефть, газ) фаз для различных водонасыщенностей порового пространства также определяются параметром b .

Рассмотрим физический смысл параметра c обобщенной модели.

Очевидно, параметр c характеризует поведение кривой капиллярного давления при минимальных значениях приведённой водонасыщенности, т. е. вблизи вертикальной асимптоты, соответствующей резкому возрастанию капиллярного давления. Это область минимальных значений размеров поровых каналов.

Как было указано выше, значения коэффициентов a , b и c определяются путем статистической обработки данных лабораторных капилляриметрических исследований образцов керн из продуктивного горизонта на стадии подсчета запасов.

В табл. 1 представлены значения коэффициентов a , b и c для различных пластов ряда месторождений Западной Сибири.

Анализ данных табл. 1 показывает, что параметры обобщенной модели капиллярных кривых для рассматриваемых месторождений изменяются в следующих пределах (табл. 2).

На рис. 3 представлены линии регрессии для зависимостей безразмерного капиллярного давления от нормированной водонасыщенности в логарифмической системе координат для отдельных продуктивных пластов ряда месторождений. Видно, что линии регрессии для разных объектов существенно различаются.

Совокупность объектов, находящихся в разработке, для которых путём обработки данных капиллярных исследований получены уравнения обобщенной модели, назовём базовой совокупностью.

Допустим, что вводится в эксплуатацию новый объект. Для этого объекта уже на стадии составления первых проектных документов мы имеем результаты лабораторных капиллярных исследований, а также данные определения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта.

При этом на основе данных лабораторных исследований образцов керн из продуктивного пласта нового месторождения можно составить обобщенную модель кривых капиллярного давления. Далее путем визуального сопоставления графика с линиями регрессии для пластов соседних месторождений (базовая совокупность объектов) можно найти объект-аналог, находящийся в разработке.

Таблица 1. Значения параметров обобщенной модели

Table 1. Generalized model parameter values

Месторождение Field	Пласт Layer	Параметр/Parameter		
		a	b	c
Урьевское Urievskoe	AB ₁₋₃ AV ₁₋₃	-3,05	-1,744	-0,164
Повховское Povkhovskoe	ЮВ ₁₋₁ JV ₁₋₁	-2,76	-1,1825	-0,1122
Андреевское Andreevskoe	П Р	-3,0082	-1,7956	-0,4034
Северо-Поточное Severo-Potochnoe	БВ ₆ BV ₆	-4,5812	-2,6799	-0,2873
	БВ ₆ BV ₆	-2,0565	-0,6824	0,1125
	БВ ₁₀ BV ₁₀	-1,7492	-0,419	1,222
Новооргьягунское Novoortyagunskoe	ЮВ ₁ JV ₁	-2,606	-1,753	0,5608
Пайтыхское Paiytkhskoe	ЮВ ₄ JV ₄	-3,9823	-4,3451	-0,2883
Равенское Ravenskoe	ЮС ₂ JS ₂	-0,3151	-0,805	-0,0153
Лас-Еганское Las-Eganskoe	AB ₁₋₃ AV ₁₋₃	-3,6083	-1,5	-0,1564
	AB ₂ AV ₂	-2,4662	-1,2836	-0,1684
	БВ ₆ BV ₆	-2,9074	-1,4115	-0,1411
	БВ ₈ BV ₈	-2,924	-1,4212	-0,1249
Каменное Kamennoe	ВК ₁ VK ₁	-3,9321	-1,9009	-0,2471
	ВК ₂ VK ₂	-3,6273	-1,7365	-0,2046
	БВ ₃ BV ₃	-3,4416	-1,6499	-0,1679
Ловинское Lovinskoe	Ю ₂₋₄ J ₂₋₄	-3,0258	-1,2514	-0,1644
	ЮВ ₅₋₆ JV ₅₋₆	-3,4468	-1,4133	-0,1419

Таблица 2. Пределы изменения значений параметров обобщенной модели

Table 2. Limits of parameter values of the generalized model variation

Параметр Parameter	Пределы изменения/Variation limits	
	Минимальное/min	Максимальное/max
a	-4,58	-0,135
b	-5,58	-0,42
c	-0,40	+1,22

Очевидно, опыт разработки объекта-аналога можно уверенно использовать в процессе разработки нового месторождения [24–28].

Наибольший интерес представляют аналитические методы распознавания аналога.

Легко заметить, что уравнения регрессии могут быть представлены в виде векторов с началом, совпадающим с началом трехмерной декартовой системы координат

$$\vec{y} = \{a, b, c\},$$

где a , b , c – компоненты вектора.

Пусть новый объект характеризуется вектором $\vec{y}_0 = \{a_0, b_0, c_0\}$, а разрабатываемые объекты соответственно векторами $\vec{y}_i = \{a_i, b_i, c_i\}$, где $i=1-N$, N – общее число разрабатываемых объектов.

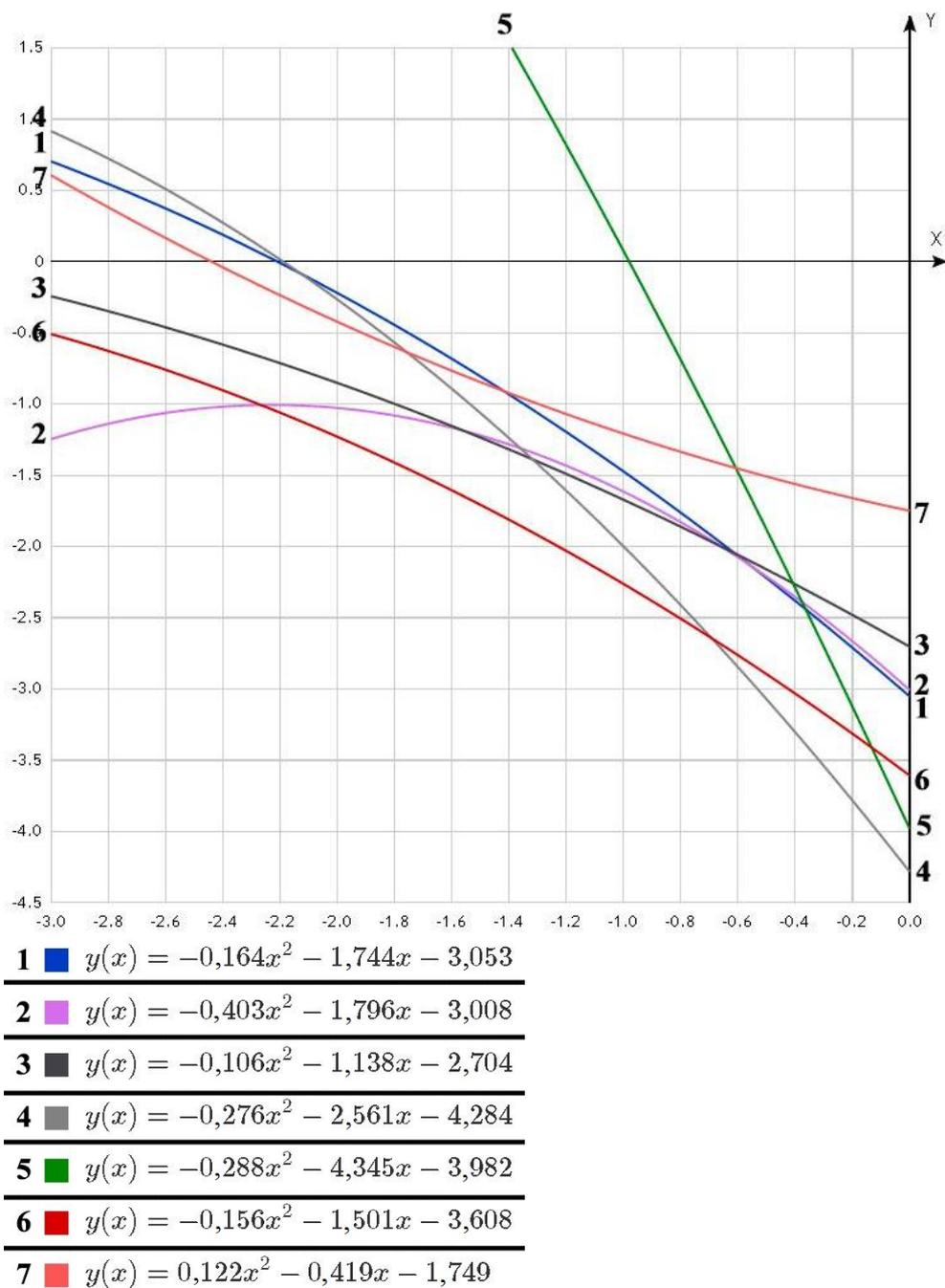


Рис. 3. Линии регрессии зависимостей безразмерного капиллярного давления от нормированной водонасыщенности для ряда объектов Западной Сибири

Fig. 3. Regression lines for dependences of dimensionless capillary pressure on normalized water saturation for a number of facilities in Western Siberia

Очевидно, для выявления объекта-аналога необходимо сопоставить числовые значения компонентов векторов нового объекта и базовой совокупности объектов.

Идеальный случай – равенство соответствующих компонентов векторов.

В общем случае задача сводится к минимизации суммы квадратов разностей соответствующих компонент:

$$R^2 = (a_i - a_0)^2 + (b_i - b_0)^2 + (c_i - c_0)^2 = \min, \quad (6)$$

где R^2 – квадрат расстояния между концами нового вектора и искомого вектора-аналога.

В заключение рассмотрим порядок выявления объекта-аналога с использованием обобщенной модели:

- в лабораторных условиях на образцах керна данного объекта проводятся капилляриметрические исследования, а также определяются открытая пористость, абсолютная проницаемость и остаточная водонасыщенность;
- путем статистической обработки данных получают обобщенную модель кривых капиллярного давления;
- в соответствии с формулой (6) параметры обобщенной модели сопоставляются с соответствующими

щими параметрами базовой совокупности объектов и находят объект-аналог, для которого выполняется условие минимизации квадрата расстояния (R^2).

Выводы

1. Обобщенная математическая модель капиллярных кривых однозначно характеризует эксплуатационный объект месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сергеев В.Л., Нгуен Ф.Т.Х. Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации результатов комбинированных газогидродинамических исследований интеллектуальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 10. – С. 67–75.
2. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 4. – С. 42–50. DOI: 10.5510/OGP20200400464.
3. Feng Zhang, Daoyong Yang. Determination of minimum permeability plateau and characteristic length in porous media with non-Darcy flow behavior // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 119. – P. 8–16. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.04.018.
4. Artificial neural network-based time-domain interwell tracer testing for ultralow-permeability fractured reservoirs / Cheng Jing, Xiaowei Dong, Wenhao Cuid, Zhenzhen Dong, Long Rena, Xiaoyu Gua, Yanlong He, Chunsheng Pu, Xiaoyu Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 195. – 107558. – P. 1–9. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107558.
5. Khormali A., Sharifov A.R., Torba D.I. Investigation of barium sulfate precipitation and prevention using different scale inhibitors under reservoir conditions // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2018. – V. 31. – Iss. 10. – P. 1796–1802. DOI: 10.5829/ije.2018.31.10a.24.
6. Рогачев М.К., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири // Записки Горного института. – 2019. – Т. 240. – С. 711–715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711.
7. Рогачев М.К., Мухаметшин В.В. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 275–280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275.
8. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments / A. Imqam, B. Bai, M. Wei, H. Elue, F.A. Muhammed // SPE Production & Operations. – 2016. – V. 31. – № 3. – 11 p. DOI: 10.2118/172352-PA.
9. Новый подход к оценке результатов гидравлического разрыва пласта (на примере бобриковской залежи Шершневого месторождения) / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, С.С. Черепанов, Е.В. Филиппов, Д.А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 4. – С. 107–114. DOI: 10.18799/24131830/2020/4/2598.
10. Evolution of anisotropic permeability of fractured sandstones subjected to true-triaxial stresses during reservoir depletion / Tongwen Jiang, Wei Yao, Xiongwei Sun, Chunyan Qi, Xing Li, Kaiwen Xia, Jie Zhang, M.H.B. Nasser // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – 108251. – P. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108251
11. Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недрапользование. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 356–368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020/4/5.
12. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехниче-

2. Параметры обобщенной модели могут быть использованы при группировании эксплуатационных объектов.
3. Поиск объекта-аналога сводится к сопоставлению одноименных параметров нового объекта с параметрами соседних объектов, находящихся в разработке. При этом в качестве аналога выбирается объект с такими же или близкими значениями параметров.

- ского университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 140–146. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2644.
13. Formation permeability evaluation and productivity prediction based on mobility from pressure measurement while drilling / Sh.I. Xinlei, C.U.I. Yunjiang, X.U. Wankun, Zhang Jiansheng, Guan Yeqin // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – V. 47. – Iss. 1. – P. 146–153. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60013-1.
14. Optimization of surfactant-based fluids for acid diversion / H.A. Nasr-El-Din, M.S. Van Domelen, L. Sierra, Th.D. Welton // European Formation Damage Conference. – Scheveningen, The Netherlands, 30 May – 1 June 2007. – 11 p. DOI: 10.2118/107687-MS.
15. Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта Д3рп Шаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, И.Н. Хакимзянов, В.Е. Трофимов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 3. – С. 55–61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61.
16. Ghareb Hamada, Veronique Joseph. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples // Petroleum Research. – 2020. – V. 5. – Iss. 4. – P. 326–338. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.07.001.
17. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Application of the Brooks–Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (MEACS 2018 – International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems). – 2019. – V. 560. – 012004. – P. 1–4. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012004.
18. Application of X-ray computed tomography for the virtual permeability prediction of fiber reinforcements for liquid composite molding processes: a review / M.A. Ali, R. Umer, K.A. Khan, W.J. Cantwell // Composites Science and Technology. – 2019. – V. 184. – 107828. – P. 1–20. DOI: 10.1016/j.compscitech.2019.107828.
19. Jun He, Kegang Ling. Measuring permeabilities of Middle-Bakken samples using three different methods // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 31. – P. 28–38. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.007.
20. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R.T. Akhmetov, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova, O.A. Grezina, P.M. Malyshev // Journal of Physics: Conference Series (International Conference on Information Technology in Business and Industry (ITBI 2020)). – 2020. – V. 1661. – 012016. – P. 1–7. DOI: 10.1088/1742-6596/1661/1/012016.
21. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Моторова К.А. Роль глинистых минералов в образовании адсорбционно-связанной нефти в породах-коллекторах углеводородного сырья // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2012. – № 1 (5). – С. 51–62.
22. Шелепов В.В., Тюкавкина О.В. Геофизические методы определения коллекторских свойств сложнопостроенных нижне-среднеюрских залежей в пределах месторождений широтного Приобья // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2020. – № 1. – С. 37–41. DOI: 10.3103/S0145875220020088.
23. Диагностические критерии выделения фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин / В.Л. Сергеев, В.Х. Донг, Д.Э. Хагай, А.В. Игнатенко // Известия Томского политехнического уни-

- верситета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 181–187. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2504.
24. Alimkhanov R., Samoylova I. Application of data mining tools for analysis and prediction of hydraulic fracturing efficiency for the BV8 reservoir of the Povkh oil field // SPE Russian oil and gas exploration & Production technical conference and exhibition. – Moscow, Russia, 14–16 October 2014. – 20 p. DOI: 10.2118/171332-RU.
 25. Soloviev N.N., Mukhametshin V.Sh., Safiullina A.R. Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP)). – 2020. – V. 952. – 012064. – P. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012064.
 26. Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system / Jiazheng Qin, Shiqing Cheng, Peng Li, Youwei He, Xin Lu, Haiyang Yu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 183. – 106412. – P. 1–14. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106412.
 27. Сметкина М.А., Мелкишев О.А., Присяжнюк М.А. Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродинамической модели // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 3. – С. 223–230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3.
 28. McLachlan G.J. Discriminant analysis and statistical pattern recognition. – Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2004. – 545 p.

Поступила 21.10.2021 г.

Информация об авторах

Ахметов Р.Т., кандидат технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

Мухаметшин В.В., доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Кулешиова Л.С., кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, заместитель директора по УР, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

Грезина О.А., доцент, старший преподаватель, заместитель заведующего кафедрой разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

UDC 622.276.63

PRODUCTION FACILITIES GROUPING BASED ON THE PARAMETERS OF THE CAPILLARY PRESSURE CURVES GENERALIZED MODEL ON THE EXAMPLE OF WESTERN SIBERIA OIL FIELDS

Rasul T. Akhmetov¹,
info@of.ugntu.ru

Vyacheslav V. Mukhametshin²,
vv@of.ugntu.ru

Lyubov S. Kuleshova¹,
markl212@mail.ru

Olga A. Grezina¹,
ugntu.grezina@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky, 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russia.

² Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

The relevance. The grouping of facilities allows, already at the stage of the field exit from exploration, classifying new deposits as any of the known analogue one being in development. Using the experience of long-term developed analogous fields in the exploitation of new facilities is undoubtedly a relevant procedure.

The purpose: identification of an analogous facility by employing a limited number of indicators integrally characterizing the facility in question.

The objects: productive strata of the Jurassic and Lower Cretaceous age of a number of fields in Western Siberia.

Methods: statistical data processing of core samples capillarimetric studies from a number of productive formations of individual fields, a mathematical model of capillary pressure curves creation.

Results. When identifying analogous objects, it is proposed to use a generalized model of capillary pressure curves, which is the dependence of the dimensionless capillary pressure on the normalized (reduced) water saturation in a logarithmic coordinate system. For any field in the conditions of Western Siberia the capillary characteristics of the productive formation are studied on the laboratory core samples collection. The filtration-capacity properties of the samples: porosity, permeability, residual water saturation, are determined. Further, by the laboratory data statistical processing, it is possible to obtain a generalized mathematical model of capillary curves. The generalized model parameters **a**, **b** and **c** are the characteristics of a given productive formation, and every productive formation is uniquely characterized by its own parameters. These parameters are unchanged for a specific productive formation, but different for the layers of different oil fields. The parameter **a** determines the wettability degree of the surface of the pore channel, that is, the water-retaining capacity of the productive formation. The parameter **b** characterizes the micro-heterogeneity of the channels in their size, as well as the share of the channels in the liquid filtration process. In addition, the relative phase permeabilities for the wetting (water) and non-wetting (oil, gas) phases for different water saturations are determined as well by the **b** parameter. The parameter **c** characterizes the capillary pressure curve behavior in the area of minimum values of the pore channel sizes. Thus, the generalized model of capillary pressure unequivocally characterizes the given operational facility, and the parameters of the model can be used to recognize an analogous object under development. Obviously, the experience of an analogous object developing can be confidently used in developing considered field.

Key words:

Capillary pressure curve, generalized model, grouping of facilities, capillarimetric studies, filtration-capacity properties.

REFERENCES

1. Sergeev V.L., Nguyen Ph.T.H. Models and algorithms for adaptive interpretation of combined well test data of intelligent wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 10, pp. 67–75. In Rus.
2. Mukhametshin V.V. Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 2020, no. 4, pp. 42–50. DOI: 10.5510/OGP20200400464. In Rus.
3. Feng Zhang, Daoyong Yang. Determination of minimum permeability plateau and characteristic length in porous media with non-Darcy flow behavior. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 119, pp. 8–16. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.04.018.
4. Jing Cheng, Dong Xiaowei, Cuid Wenhao, Dong Zhenzhen, Rena Long, Gua Xiaoyu, He Yanlong, Pu Chunsheng, Liu Xiaoyu. Artificial neural network-based time-domain interwell tracer testing for ultralow-permeability fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, 107558, pp. 1–9. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107558.
5. Khormali A., Sharifov A.R., Torba D.I. Investigation of barium sulfate precipitation and prevention using different scale inhibitors under reservoir conditions. *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*, 2018, vol. 31, Iss. 10, pp. 1796–1802. DOI: 10.5829/ije.2018.31.10a.24.
6. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 240, pp. 711–715. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711.
7. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V. Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 2018, vol. 231, pp. 275–280. In Rus. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275.

8. Imqam A., Bai B., Wei M., Elue H., Muhammed F.A. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments. *SPE Production & Operations*, 2016, vol. 31, no. 3, 11 p. DOI: 10.2118/172352-PA.
9. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S., Filippov E.V., Martyushev D.A. New approach to the study of the results of hydraulic fracturing (on the example of bobrikovsky deposits of the Shershnevsky field). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 4, pp. 107–114. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/4/2598.
10. Jiang Tongwen, Yao Wei, Sun Xiongwei, Qi Chunyan, Li Xing, Xia Kaiwen, Zhang Jie, Nasser M.H.B. Evolution of anisotropic permeability of fractured sandstones subjected to true-triaxial stresses during reservoir depletion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 108251, pp. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108251.
11. Kozyrev N.D., Vishnyakov A.Yu., Putilov I.S. Assessment of the Uncertainty Parameters Influence on the Development Indicators Forecasting. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 356–368. In Rus. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5.
12. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 5, pp. 140–146. In Rus. DOI 10.18799/24131830/2020/5/2644.
13. Xinlei Sh.I., Yunjiang C.U.I., Wankun X.U., Jiansheng Zhang, Yeqin Guan. Formation permeability evaluation and productivity prediction based on mobility from pressure measurement while drilling. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, vol. 47, Iss. 1, pp. 146–153. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60013-1.
14. Nasr-El-Din H.A., Van Domelen M.S., Sierra L., Welton Th.D. Optimization of Surfactant-based Fluids for Acid Diversion. *European Formation Damage Conference*. Scheveningen, The Netherlands, 30 May – 1 June 2007. 11 p. DOI: 10.2118/107687-MS.
15. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Trofimov V.E. Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 55–61. In Rus. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61.
16. Ghareb Hamada, Veronique Joseph. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 4, pp. 326–338. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.07.001.
17. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Application of the Brooks–Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (MEACS 2018 – International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems)*, 2019, vol. 560, 012004, pp. 1–4. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012004.
18. Ali M.A., Umer R., Khan K.A., Cantwell W.J. Application of X-ray computed tomography for the virtual permeability prediction of fiber reinforcements for liquid composite molding processes: A review. *Composites Science and Technology*, 2019, vol. 184, 107828, pp. 1–20. DOI: 10.1016/j.compscitech.2019.107828.
19. Jun He, Kegang Ling. Measuring permeabilities of Middle-Bakken samples using three different methods. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 31, pp. 28–38. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.007.
20. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Grezina O.A., Malyshev P.M. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels. *Journal of Physics: Conference Series (International Conference on Information Technology in Business and Industry (ITBI 2020))*, 2020, vol. 1661, 012016, pp. 1–7. DOI: 10.1088/1742-6596/1661/1/012016.
21. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Motorova K.A. Role of clay minerals in formation of the adsorption-connected oil in rock-collectors of hydrocarbonic raw materials. *Georesources, geoenergetics, geopolitics*, 2012, no. 1 (5), pp. 51–62. In Rus.
22. Shelepov V.V., Tyukavkina O.V. Geophysical methods for determining the reservoir properties of complexly constructed lower and middle Jurassic deposits within the oil-gas fields of the Ob river region. *Vestnik Moskovskogo Universiteta, Seriya 4: Geologiya*, 2020, no. 1, pp. 37–41. In Rus. DOI: 10.3103/S0145875220020088.
23. Sergeev V.L., Hoang D.V., Khagay D.E., Ignatenko A.V. Diagnostic criteria for identification of filtration flows during horizontal well tests. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 181–187. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2504.
24. Alimkhanov R., Samoylova I. Application of data mining tools for analysis and prediction of hydraulic fracturing efficiency for the BV₈ reservoir of the Povkh oil field. *SPE Russian oil and gas exploration & Production technical conference and exhibition*. Moscow, Russia, October 14–16 2014. 20 p. DOI: 10.2118/171332-RU.
25. Soloviev N.N., Mukhametshin V.Sh., Safullina A.R. Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP))*, 2020, vol. 952, 012064, pp. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012064.
26. Jiazheng Qin, Shiqing Cheng, Peng Li, Youwei He, Xin Lu, Haiyang Yu. Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 183, 106412, pp. 1–14. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106412.
27. Smetkina M.A., Melkishev O.A., Prisyazhnyuk M.A. Refining the values of permeability when adapting the hydrodynamic model. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 3, pp. 223–230. In Rus. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3.
28. McLachlan G.J. Discriminant analysis and statistical pattern recognition. Hoboken, New Jersey, John Wiley & Sons, 2004. 545 p.

Received: 21 October 2021.

Information about the authors

Rasul T. Akhmetov, Cand. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.

Vyacheslav V. Mukhametshin, Dr Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Lyubov S. Kuleshova, Cand. Sc., senior lecturer, deputy director for Academic Affairs, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.

Olga A. Grezina, associate professor, senior lecturer, deputy head of the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.

УДК 553.411:550.42:631.4(571.56)

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЬЮН (РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ))

Мишанькин Андрей Юрьевич¹,
aym13@tpu.ru

Язиков Егор Григорьевич¹,
yazikoveg@tpu.ru

Филимоненко Екатерина
Анатольевна², e.a.filimonenko@utmn.ru

Собянин Юрий Петрович³,
yugi_sob63@mail.ru

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

² Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

³ ООО «Богуславец»,
Россия, 677027, г. Якутск, ул. Кирова, 18.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью получения данных о фоновом состоянии почв территории золоторудного объекта, а также целесообразностью поиска взаимосвязей между минеральными и геохимическими особенностями почвенного покрова месторождения.

Цель: выявление минералого-геохимических особенностей почвенного покрова территории золоторудного месторождения Вьюн на доэксплуатационной стадии его освоения.

Объект: почвы территории золоторудного месторождения Вьюн.

Фактические материалы и методы исследования. Фактический материал получен сотрудниками кафедры геоэкологии и геохимии Национального исследовательского Томского политехнического университета в 2017 г. в ходе выполнения научно-исследовательских работ. В данной статье обсуждаются результаты исследований территории золоторудного месторождения Вьюн по данным изучения 19 проб почв. Работы проводились по стандартным методикам в соответствии с нормативными документами. Элементный состав почв устанавливался методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой на содержание 55 химических элементов в аккредитованном химико-аналитическом центре «Плазма» (г. Томск). Минеральный состав почв определялся с помощью методов оптической микроскопии, рентгеновской дифрактометрии и сканирующей электронной микроскопии на базе Международного научно-образовательного центра «Урановая геология». Результаты обрабатывались с помощью современного программного обеспечения (Microsoft Excel, Statistica, Corel Draw и т. д.).

Результаты. Выявлены минералого-геохимические особенности почв территории золоторудного месторождения Вьюн. Установлена взаимосвязь между минеральным составом рудной зоны и геохимической спецификой почв. Получены данные по повышенным содержаниям золота и элементов-спутников малосульфидного золото кварцевого оруденения, а именно мышьяка, серебра, сурьмы, определены их контрастные ореолы рассеяния, что может использоваться в практике дальнейших поисковых работ.

Ключевые слова:

Золоторудное месторождение Вьюн, почвенный покров, химический состав, минеральный состав, минералого-геохимические особенности.

Введение

Российская Федерация располагает значительными запасами золота, однако не теряет актуальности работы, направленные на расширение минерально-сырьевой базы этого ценного благородного металла, которое происходит по большей части путём проведения поисковых работ в районах золоторудных провинций Сибири и Дальнего Востока, где расположены регионы с наибольшими ресурсами золота (Забайкальский край, Республика Саха (Якутия), Магаданская область и др.). Золотоносность в этих регионах связана с терригенными комплексами Верхояно-Колымской складчатой области, примерно 90 % запасов и прогнозных ресурсов золота которой сосредото-

чены в границах Яно-Колымского золотоносного пояса [1, 2], расположенного в Магаданской области и Республике Саха (Якутия). Яно-Колымский пояс включает в себя Адыча-Тарынскую золотоносную зону с Эльгенджинским рудно-россыпным узлом, в пределах которого и находится исследуемая территория – золоторудное месторождение Вьюн, открытое в 1974 г.

На данный момент ведутся детальные поисковые работы на территории месторождения Вьюн и решается вопрос об его дальнейшей отработке. Проведение горнодобычных работ на месторождении неизбежно приведёт к изменению состояния окружающей среды и отразится на эколого-геохимическом состоя-

нии компонентов природной среды на территории объекта.

В настоящее время известно большое количество материалов, посвящённых экогеохимии территорий рудных объектов [3–7]. Однако зачастую в практике подобных работ уделяется недостаточное внимание фоновой эколого-геохимической оценке, благодаря которой представляется возможным получать данные об исходных параметрах состояния территории месторождений полезных ископаемых (элементном составе природных компонентов, характере геохимических аномалий и пр.).

Работа направлена на оценку фонового эколого-геохимического состояния почвенного покрова территории золоторудного месторождения Вьюн на предэксплуатационной стадии освоения месторождения.

Характеристика исследуемой территории

Золоторудное месторождение Вьюн расположено в центральной части Республики Саха (Якутия), северо-восточнее столицы региона, г. Якутска, в 550 км от него (рис. 1).

В орографическом отношении район месторождения имеет среднегорный рельеф, местами до высокогорного, с абсолютными отметками до 900–1000 м.

Месторождение расположено в субарктическом природном географическом поясе с суровым резко-континентальным климатом [8].

Для исследуемой территории характерно сплошное развитие многолетнемерзлых пород (ММП). Мощность их в пределах месторождения не изучена, но с учётом закономерной связи с абсолютными отметками, лежащими в диапазоне 700–1000 м, ориентировочно она равна 400–500 м. Такая закономерность (между мощностью ММП и абсолютными высотами местности) подтверждается и специализированными работами, проведенными в этой области в различных районах Якутии [9, 10]. Согласно данным работам, минимальные мощности (200–300 м) обычно характерны для долин крупных рек. В пределах зон предгорий и небольших водораздельных поверхностей с абсолютными отметками, не превышающими 500 м, мощность ММП увеличивается до 400 м, ближе к водоразделам с абсолютными высотами 500–900 м она достигает значений 500 м, а за пределами этих высот – более 500 м.

Глубина сезонного протаивания в зависимости от экспозиции склонов, характера растительного покрова, высотного положения рельефа и литолого-генетических типов рыхлых отложений в период максимальной оттайки (конец июля – август) изменяется от 0,2 до 0,8 м. Причем минимальные ее значения (0,2–0,3 м) отмечаются на склонах северной экспозиции и залесённых участках, максимальные (0,3–0,8 м) – на открытых поверхностях, лишённых растительного покрова, и склонах южной экспозиции. Тип протаивания по классификации В.А. Кудрявцева [11] – мелкий до среднего, устойчивый до арктического, от умеренно и повышено континентального до резко континентального.

Согласно почвенно-географическому районированию исследуемая площадь принадлежит к Верхоянской провинции очень холодных мерзлотных почв подзоны глеевых мерзлотных таёжных почв северной тайги, а в более широком смысле относится к Восточносибирской мерзлотно-таёжной области борельного пояса [8]. Таежные глее-мерзлотные почвы формируются под предтундровыми редколесьями на суглинистых и щебнистосуглинистых отложениях различного состава в условиях холодного резко континентального климата [12]. Центральные районы Республики Саха (Якутия) отличаются весьма специфическими условиями образования почвенного покрова, характеристиками строения почвенно-растительного слоя, а также различными особенностями состава и свойств зональных типов почв, что отмечено в некоторых работах [13, 14].

Месторождение Вьюн входит в состав Эльгенджинского рудно-россыпного узла Адычанской золотоносной зоны, которая занимает междуречье Адыча-Джолакаг-Эльдгенджа-Бурдганджа, имея размеры 300×50 км. Границы золотоносной зоны контролируются системой глубинных разломов северо-западного простирания, включая зону Чаркы-Индибирского надвига. В строении Адычанской золотоносной зоны основное место занимают терригенные отложения верхнетриасового возраста (в основном аргиллиты и алевролиты). Рудоносность месторождения Вьюн связана с кварцево-жильной зоной, которая контролируется экзоконтактами дайки риодацитов (гранодиорит-порфиров) мощностью 2–10 м [8, 15]. Руды месторождения характеризуются как малосульфидные золото-кварцевые, залегание рудного тела вертикальное, до крутого. Основными рудными минералами являются арсенопирит, пирит, халькопирит, пирротин, ковеллин, гидрооксиды железа и др. Среди породообразующих минералов выделяются кварц (массовая доля в минеральном составе месторождения составляет 85,9 %), полевые шпаты (4,0 %), слюдисто-гидрослюдистые минералы (2,0 %), карбонаты (1,5 %). Акцессорные минералы представлены в основном гранатом, сфеном и рутилом. Главным минералом выполнения руд является жильный кварц с брекчиевыми включениями прожилково-окварцованных алевролитов и аргиллитов. Из других жильных минералов в небольшом количестве отмечается карбонат. Главным компонентом руд является кремнезем (массовая доля составляет 87,4 %). Массовая доля рудообразующих компонентов, таких как Fe и As, составляет 1,42 и 0,26 % соответственно. Золото и сульфидные минералы в рудных телах имеют неравномерный характер распределения и в количественном отношении не превышают 1–3 % [15].

Методика проведения работ

Отбор проб почвенного покрова на территории золоторудного месторождения Вьюн проводился сотрудниками университета в летний период 2017 г. Литогеохимические работы (опробование почвенного покрова) были организованы в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01, ГОСТ 17.4.4.02, ГОСТ 28168 и актуальными методическими рекомендациями.

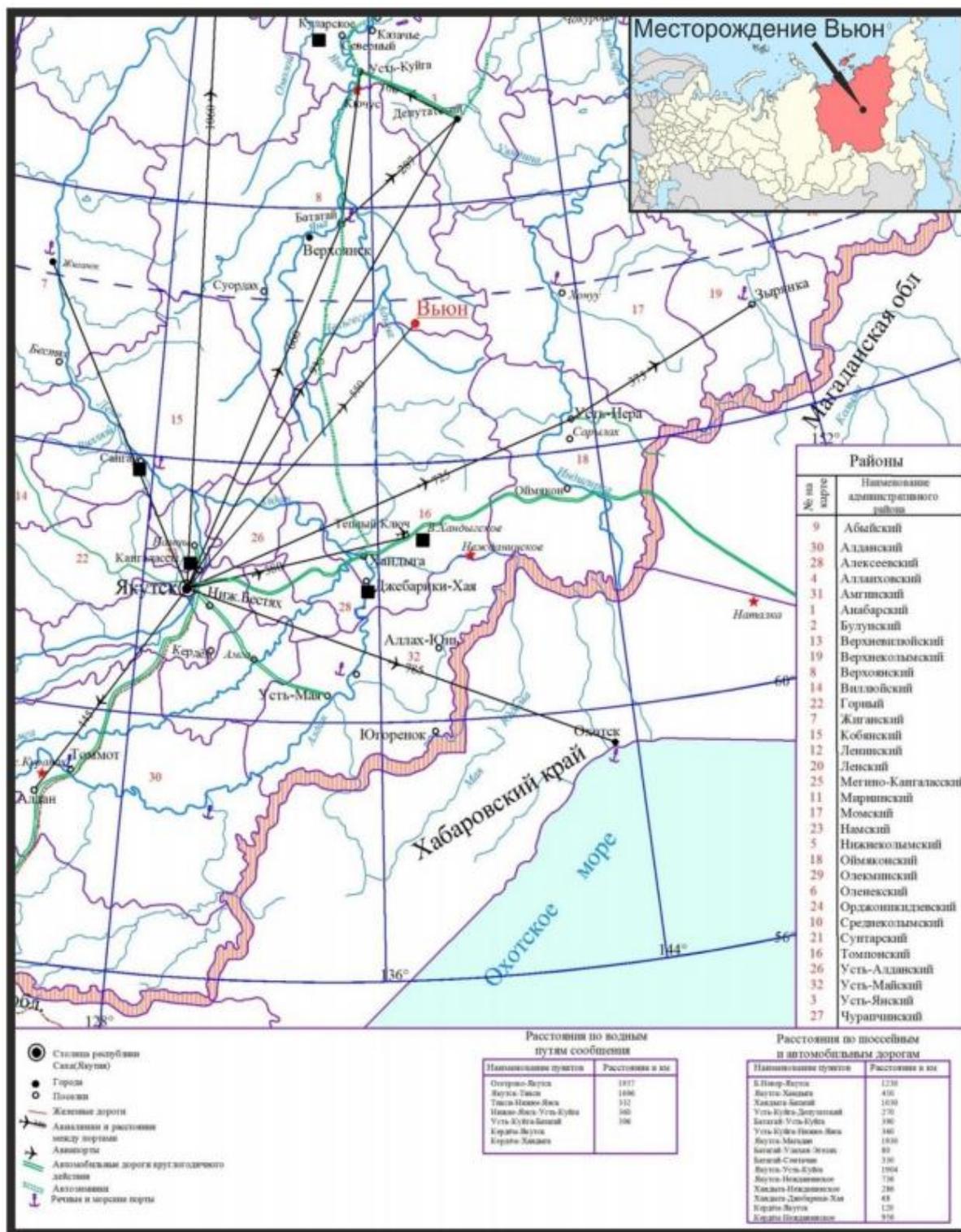


Рис. 1. Золоторудное месторождение Вьюн на карте Республики Саха (Якутия) [8]

Fig. 1. Vyun gold deposit on the map of the Republic of Sakha (Yakutia) [8]

Пробоотбор производился с одного горизонта на глубину до 10 см «методом конверта» (4 пробы отбирались из углов площадки опробования, и одна из центра, затем объединялись в единую индивидуальную пробу).

Предварительно в местах отбора каждой пробы почвы поверхность очищалась от растительного покрова. Пробоотбор производился при помощи лопатки

из нержавеющей стали из прикопок. Почва упаковывалась в полиэтиленовые пакеты, маркированные записками с шифром пробы, датой и местом отбора. Масса объединенной пробы почвы составляла не менее 1 кг.

Всего на территории золоторудного месторождения Вьюн было отобрано 19 индивидуальных проб почвенного покрова. Расположение пунктов отбора проб приведено на рис. 2.

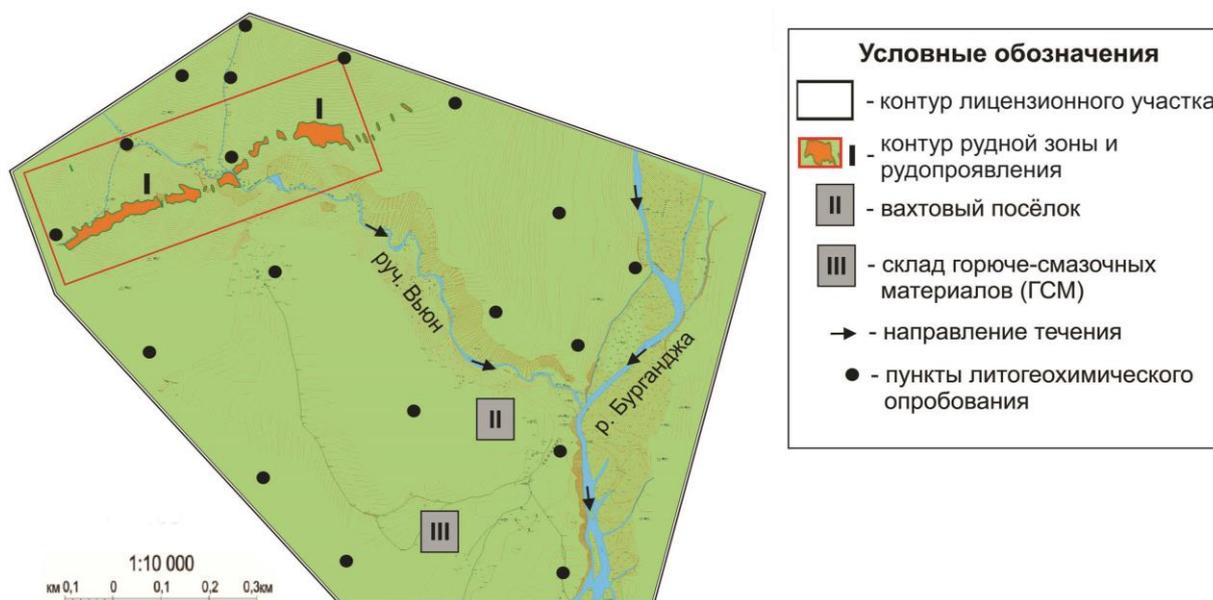


Рис. 2. Схема пунктов литогеохимического опробования территории золоторудного месторождения Вьюн
Fig. 2. Schematic-type map of lithochemical sampling points in the territory of Vyun gold deposit

Предварительная пробоподготовка образцов почв производилась на участке работ и включала в себя следующие стадии: высушивание, ручное измельчение, просеивание, перемешивание и квартование. После этого почва подвергалась измельчению на микровиброистрателе ИВ-МИКРО в лаборатории Отделения геологии Томского политехнического университета (ТПУ), а затем истертое вещество сокращалось квартованием до требуемой массы основной навески для проведения дальнейших лабораторно-аналитических исследований и получения дубликата, который упаковывался в пакеты из крафт-бумаги для хранения.

Количественный химический анализ проб почвы на 55 химических элементов осуществлялся методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИСП МС) в аккредитованном химико-аналитическом центре «Плазма» (г. Томск).

Исследования минерального состава проб почвенного покрова проводились на базе Международного инновационного научно-образовательного центра ТПУ «Урановая геология» им. Л.П. Рихванова методами оптической микроскопии (бинокулярный оптический микроскоп Leica EZ4D с видеопроставкой), рентгеновской дифрактометрии (дифрактометр D2 PHASER) и сканирующей электронной микроскопии (сканирующий электронный микроскоп Hitachi S-3400N с функцией микроанализа).

Результаты и их обсуждение

Средние величины концентраций химических элементов в пробах почвенного покрова приведены в табл. 1.

Большинство рассматриваемых химических элементов в пробах почв характеризуются однородным распределением содержаний (74 % элементов). При этом в данную группу входят в основном литофильные элементы, в том числе и редкоземельные.

Наиболее неоднородное распределение установлено для содержаний халькофильных элементов (Sb, Hg, As, Ag,) и Au (табл. 2).

По итогам расчёта коэффициентов парной корреляции в почвенном покрове выявлена значимая положительная связь между Ag и Au, а также группа редкоземельных элементов (РЗЭ), положительно значимо коррелирующих между собой. Взаимосвязь значимо коррелирующих между собой химических элементов иллюстрирует граф-ассоциация, приведённая на рис. 3.

По некоторым химическим элементам проведено сравнение концентраций в почвенном покрове исследуемой территории с опубликованными данными по Центральной Якутии.

Согласно данным Л.С. Волковой и В.Н. Макарова [17], в почвах Вилуйского района Якутии фоновые содержания Pb, Mn и Cd достигают величин 32,4, 215 и 0,1 мг/кг соответственно, тогда как в почвах месторождения Вьюн средние концентрации этих элементов составляют 18,2, 757 и 0,3 мг/кг. В целом данные элементы не играют основной роли в процессах рудообразования на месторождении Вьюн, в отличие от As, Cu, Ag и др., которые входят в состав основных рудных минералов и распространены в почвенном покрове. В контексте величин концентраций этих элементов почвы месторождения Вьюн характеризуются более высокими значениями в сравнении с некоторыми районами естественных геохимических аномалий, например, Каракульского месторождения полиметаллов [4].

По средним концентрациям элементов в почвенном покрове рассчитывались кларки концентрации химических элементов.

Расчёт производился относительно кларка химических элементов в почвах континентов по А.А. Ярошевскому [18] и кларка верхней части континентальной земной коры по Н.А. Григорьеву [16].

Таблица 1. Средние содержания химических элементов в пробах почвенного покрова территории золоторудного месторождения Вьюн

Table 1. Average contents of chemical elements in soil samples of Vyun gold deposit territory

Химический элемент Chemical element	Содержание Content						
Be	2,47±0,12	Se	5,67±0,85	Ba	428±23	Lu	0,27±0,01
Mg	0,59±0,06	Rb	73,8±4,66	La	28,8±1,4	Hf	2,44±0,14
P	0,07±0,01	Sr	116±8	Ce	60,0±2,7	Ta	0,92±0,06
Ti	0,45±0,03	Y	15,4±0,8	Pr	7,16±0,29	W	1,83±0,38
Cr	125±10	Zr	112±8	Nd	25,3±0,8	Au	0,02±0,01
Mn	643±100	Nb	14,4±0,9	Sm	4,76±0,34	Hg	0,03±0,01
Fe	4,37±0,27	Mo	1,77±0,11	Eu	1,03±0,1	Tl	0,44±0,03
Co	16,8±2,0	Ag	0,6±0,1	Gd	4,55±0,39	Pb	18,2±1,3
Ni	37,9±4,6	Cd	0,34±0,02	Tb	0,61±0,05	Bi	0,21±0,01
Cu	41,5±3,1	In	0,11±0,01	Dy	3,05±0,21	Th	6,65±0,4
Zn	103±9	Sn	2,64±0,18	Ho	0,6±0,04	U	1,82±0,08
Ga	19,1±1,0	Sb	2,04±0,41	Er	1,8±0,09	Ru	<0,00001
Ge	1,54±0,11	Te	0,2±0,04	Tm	0,28±0,01	Re	<0,000001
As	31,9±20,1	Cs	6,87±0,73	Yb	1,76±0,08	–	–
Количество проб/Number of samples							19

Примечания. Содержания всех химических элементов приведены в мг/кг, кроме содержаний Mg, P, Ti, Fe (%). Среднее значение ± стандартная ошибка, аномальные величины концентраций, для которых рассчитанный критерий для отбрасывания крайних значений превышает критическое значение данного критерия, заменены на максимально допустимые для выборки. Жирным шрифтом выделены средние содержания химических элементов в почвенном покрове, превышающие значения кларка верхней части континентальной земной коры по Н.А. Григорьеву [16].

Notes. The contents of all chemical elements are given in mg/kg, except for the contents of Mg, P, Ti, Fe (%). Mean value ± standard error, abnormal values of concentrations for which the calculated criterion for rejecting extreme values exceeds the critical value of this criterion are replaced by the maximum allowable for the sample. The average contents of chemical elements in the soil cover, exceeding the clark values of the upper part of the continental earth's crust according to N.A. Grigoriev [16].

Таблица 2. Характеристика распределения химических элементов по коэффициенту вариации для проб почвенного покрова золоторудного месторождения Вьюн

Table 2. Characteristics of chemical elements distributions according to the variation factor for soil samples of Vyun gold deposit

Коэффициент вариации Variation coefficient	Характер распределения Distribution character	Химические элементы Chemical elements
<39	Однородный Homogeneous	Be, Ti, Cr, Fe, Cu, Zn, Ga, Ge, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Cd, In, Sn, Ba, La, Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu, Hf, Ta, Tl, Pb, Bi, Th, U
40–79	Неоднородный Heterogeneous	Mg, P, Mn, Co, Ni, Se, Te, Cs, W
80–119	Сильно неоднородный Strongly heterogeneous	Sb, Hg
>120	Крайне неоднородный Extremely heterogeneous	As, Ag, Au

Полученные кларки концентрации являлись основой для построения геохимических рядов химических элементов, т. е. групп элементов, чьи содержания в изучаемом компоненте природной среды отличаются от кларкового уровня в большую сторону [19].

Геохимические ряды химических элементов в почве исследуемой территории относительно вышеуказанных кларковых уровней приведены в табл. 3.

Таблица 3. Геохимические ряды химических элементов в почвенном покрове месторождения Вьюн

Table 3. Geochemical series of chemical elements in Vyun deposit soil cover

Критериальный уровень Criterion level	Автор Author	Геохимический ряд химических элементов Geochemical series of chemical elements
Кларк химических элементов в почвах континентов Clarke of chemical elements in soils of continents	А.А. Ярошевский A.A. Yaroshevsky [18]	Au _{17,4} -Se _{14,2} -Ag _{6,0} -As _{5,3} -Sn _{2,4} -Cs _{2,3} -Sb _{2,3} -Cd _{2,1} -Cr _{2,1} -Ni _{1,9} -Co _{1,9} -W _{1,8} -Cu _{1,8} -Zn _{1,7} -Be _{1,6}
Кларк химических элементов верхней части континентальной земной коры Clarke of chemical elements of the upper continental crust	Н.А. Григорьев N.A. Grigoriev [16]	Te _{69,3} -Se _{37,8} -As _{5,7} -Ag _{5,5} -Au _{4,0} -Sb _{2,5} -Zn _{1,4} -Cr _{1,4}

Почвенный покров месторождения Вьюн характеризуется высокими кларками концентрации Te, Se, As, Au, Ag, Sb. Данные химические элементы формируют основу геохимической специализации почвенного покрова. Кроме того, содержания, превышающие кларковые, зафиксированы для ряда тяжёлых металлов (Cr, Zn и др.).

Максимальные концентрации специфических для месторождения элементов, как правило, приурочены к зоне локализации рудного тела, что наглядно показывают схемы распределения концентраций As, Se, Ag, Sb, Te, Au (рис. 4, а–е). Следует также отметить факт выявления повышенных концентраций данных

элементов и вне рудной зоны, что потенциально может свидетельствовать о развитии ореолов рассеяния скрытого оруденения.

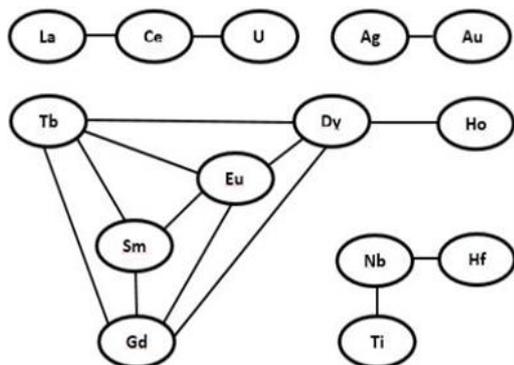


Рис. 3. Граф-ассоциация химических элементов в почвенном покрове золоторудного месторождения Вьюн (показаны положительные значимые связи между элементами)

Fig. 3. Graph-association for chemical elements in Vyun gold deposit soil cover (positive significant relationships between the elements are shown)

Согласно С.В. Григоряну [20], для различных месторождений полезных ископаемых с рудными тела-

ми крутого падения, к числу которых относится исследуемый объект, наблюдается чётко выраженная осевая зональность элементов-индикаторов оруденения, проявляющаяся в смене надрудных элементов подрудными в ореолах рудных тел. Для золоторудных месторождений в качестве надрудных явно выделяются такие химические элементы, как Sb, As и Ag, что показано в данной работе.

Селен и теллур являются родственными в геохимическом плане элементами [21]. Среднее содержание селена в земной коре составляет 0,15 мг/кг [16], тогда как оценки содержания селена в почвах мира составляют около 0,33 мг/кг по А. Kabata-Pendias [21] и 0,4 мг/кг по Ф. Фордусе [22]. При этом в почвах Европы средняя концентрация данного элемента достигает 0,03 мг/кг [21]. Концентрации теллура в земной коре ощутимо ниже и имеют значения около 0,002 мг/кг [23]. Селен и теллур имеют химическое сходство с серой (халькофильные элементы) [23] за счёт близости ионных радиусов, и оба связаны с этим элементом в сульфидных рудных минералах, изоморфно входя в их кристаллические решётки. Из-за процессов выветривания на сульфидных рудных объектах селен и теллур могут поступать в природные объекты, например в почвы [24].

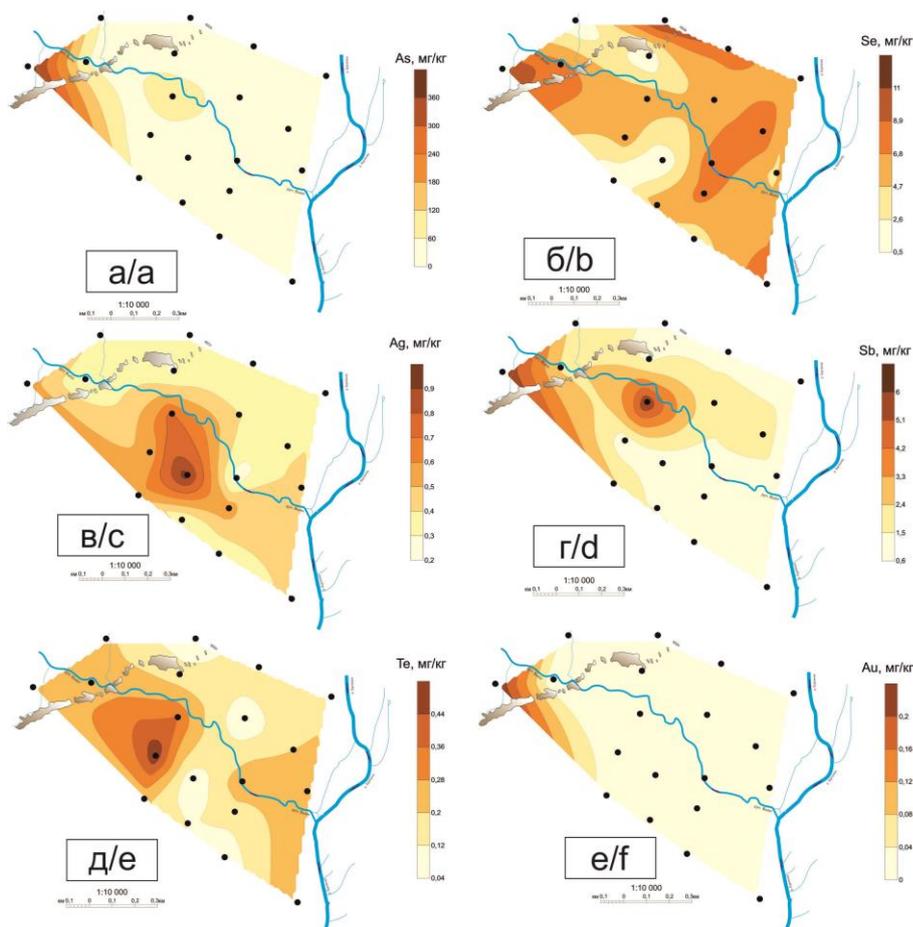


Рис. 4. Схемы распределения концентраций мышьяка (а), селена (б), серебра (в), сурьмы (г), теллура (д), золота (е) на территории золоторудного месторождения Вьюн

Fig. 4. Contour-maps of the concentration distributions of arsenic (a), selenium (b), silver (c), antimony (d), tellurium (e), gold (f) in Vyun gold deposit territory

Среднее содержание мышьяка в горных породах достигает 5,6 мг/кг [16]. Особенностью As является высокая подвижность и активная миграция в природных обстановках. При разрушении коренных пород As мигрирует вверх по разрезу в виде анионных комплексов $H_2AsO_4^-$ или $HAsO_4^{2-}$. Подвижность и биодоступность As контролируется адсорбцией и десорбцией [25].

Содержание золота в земной коре составляет 0,0044 мг/кг [16]. В почвах, как правило, превалирует прочно закреплённая форма золота, связанная с гумусовой органической составляющей [26, 27]. Подвижность данного элемента в приповерхностных условиях определяется взаимодействием с органическими лигандами (молекулами или атомами, связанными с комплексообразователями), а в миграции золота ведущую роль играют органические соединения гумусовой природы и фульвокислоты, которые, взаимодействуя с золотом и осаждая его, могут формировать с ним стабильные коллоиды [21, 28]. Также встречаются формы нахождения золота, ассоциированные с оксидами и гидроксидами железа и марганца, которые выступают в качестве сорбентов [28, 29].

Содержание серебра в земной коре достигает 0,11 мг/кг [16]. В почвенном покрове наиболее часты концентрации в диапазоне от 0,006 до 0,04 мг/кг [30]. Серебро – наиболее активный из благородных металлов, образует три ионных модификации (Ag^+ , Ag^{2+} и Ag^{3+}) [31]. В результате химического выветривания горных пород, процессов перераспределения и реконцентрации, серебро может формировать аномалии в пределах зоны гипергенеза [32]. Среди процессов химического выветривания, обуславливающих поступление серебра в почву, можно выделить следующие: окислительное растворение первичных сульфидов и сульфосолей материнской породы, высвобождение Ag в виде водорастворимых ионов (Ag^+), иммобилизация Ag^+ в почве путём сложной комбинации механизмов связывания, наиболее эффективным из которых является захват в кристаллической решётке. По причине накопления серебра в зоне гипергенеза расположенные над рудными площадями почвы, где оруденению сопутствует серебро, часто бывают обогащены данным элементом [33]. В адсорбции серебра в почвах приоритетную роль играет органическая составляющая, главным образом гуминовые вещества, которые участвуют в механизмах комплексообразования или обмена [33, 34].

Стоит отметить, что, попадая в почвенный раствор, серебро становится высокоподвижным и склонным к ремобилизации [35], но в то же время Ag^+ имеет тенденцию со временем восстанавливаться до металлического серебра и связываться с оксидами железа и оксигидроксидами, что снижает его подвижность [34].

Сурьма в земной коре находится главным образом в форме сульфидных руд за счёт своего сродства к сере (халькофильный элемент) [23]. Вокруг рудных тел в почвенном покрове данный элемент может фиксироваться в минеральной форме в ореолах рассеяния [36]. Обычно предполагается, что геохимическое поведение и токсичность сурьмы в почвах аналогичны

мышьяку [37] и прямо зависят от степени окисления [38]. В природе сурьма имеет четыре степени окисления: -3 , 0 , $+3$, $+5$, в почвах наиболее часто встречаются степени окисления $+3$ и $+5$. В данном аспекте сурьма также имеет схожесть с мышьяком. Пятивалентная сурьма преобладает в верхнем слое почвенного покрова [39]. Примеси сурьмы в почвенной матрице иногда характерны для оксидов и гидроксидов железа, марганца и алюминия [40].

С целью установления закономерностей между минеральным составом рудной зоны и геохимией почвенного покрова были проведены комплексные исследования минерального вещества проб методами оптической микроскопии, рентгеновской дифрактометрии и сканирующей электронной микроскопии.

Под оптическим микроскопом от предварительно промытого минерального вещества почвенного покрова отделялись минеральные фазы, представляющие интерес с точки зрения особенностей минерализации рудной зоны и геохимии почв.

Известно, что приповерхностные части рудных тел претерпевают изменения и последующее развитие вторичных процессов, главным из которых является окисление [41]. Не является исключением и исследуемое месторождение.

Согласно опубликованным данным [42], в почвах Центральной Якутии происходит синтез и образование вторичных глинистых минералов. Данный процесс наблюдается и в почве на исследуемой территории.

Также методом оптической микроскопии установлено присутствие в пробах сульфидных минеральных фаз, а именно жёлтых колчеданов, что впоследствии подтверждено изучением сканирующей электронной микроскопией.

По данным рентгеновской дифрактометрии, в минеральном составе почвенного покрова преобладают кварц и различные алюмосиликаты, с наибольшим преобладанием такого глинистого минерала, как иллит (рис. 5).



Рис. 5. Содержание минералов в общей массе минерального вещества почв месторождения Вьюн (по данным рентгеновской дифрактометрии), %

Fig. 5. Content of minerals in the total mass of the mineral matter of the soils of the Vyun deposit (according to X-ray diffractometry data), %

В составе минерального вещества почвы на золоторудном месторождении Вьюн своей большой долей выделяется первичный минерал кварц, что является

характерной особенностью минерального состава почвенного покрова Центральной Якутии. В почвы кварц попадает в ходе процессов мерзлотного почвообразования, благодаря синтезу и разрушению минералов почвообразующих пород [42]. Также в результате исследований в почве обнаружен породообразующий минерал карбонат.

Как видно из диаграммы (рис. 5), в состав минерального вещества входит мусковит. Мелкочешуйчатая разновидность данного минерала (серицит) входит в состав околорудных метасоматитов (березитов), которые являются поисковым признаком золоторудных жильных месторождений [43].

Исследования методом сканирующей электронной микроскопии показали наличие в минеральном составе почвенного покрова фосфатов РЗЭ (рис. 6, а, б).

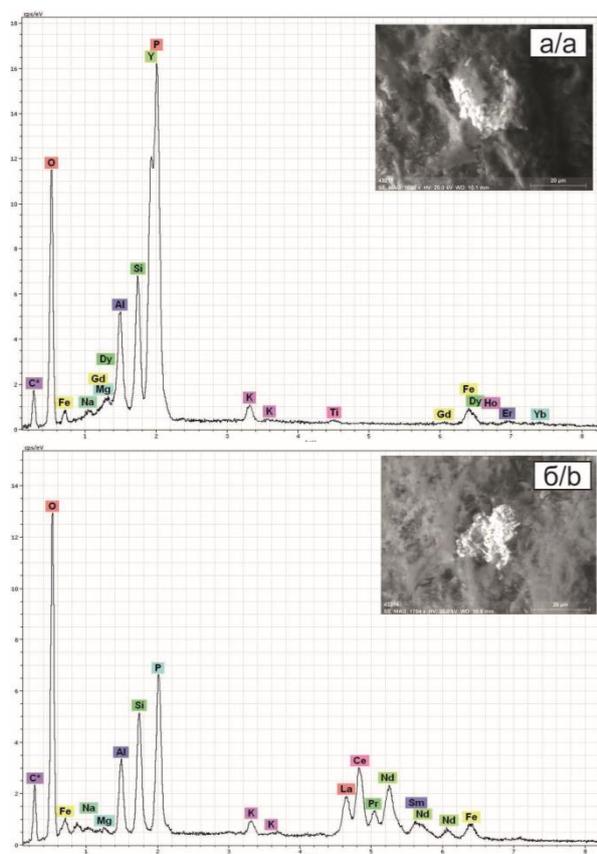


Рис. 6. Электронно-микроскопические снимки и рентгеновские спектры минеральных фаз фосфатов РЗЭ: а) ксенотим YPO_4 ; б) монацит (Ce, La, Nd, Th) $[PO_4]$

Fig. 6. Electron microscope images and X-ray spectra of the REE phosphates mineral phases: а) xenotime YPO_4 ; б) monazite (Ce, La, Nd, Th) $[PO_4]$

Кроме того, найдены специфичные для месторождения минералы: пирит (рис. 7, а), ковеллин (рис. 7, б), антимонит (рис. 7, в), а также аксессуарный минерал циркон (рис. 7, г).

Месторождение Вьюн расположено в границах Бургандинского гранитоидного массива, что влечёт за собой проявленность в почвенном покрове редкоземельной минерализации в виде ксенотима и мона-

цита, которые попадают в почвы в результате процессов разрушения горных пород.

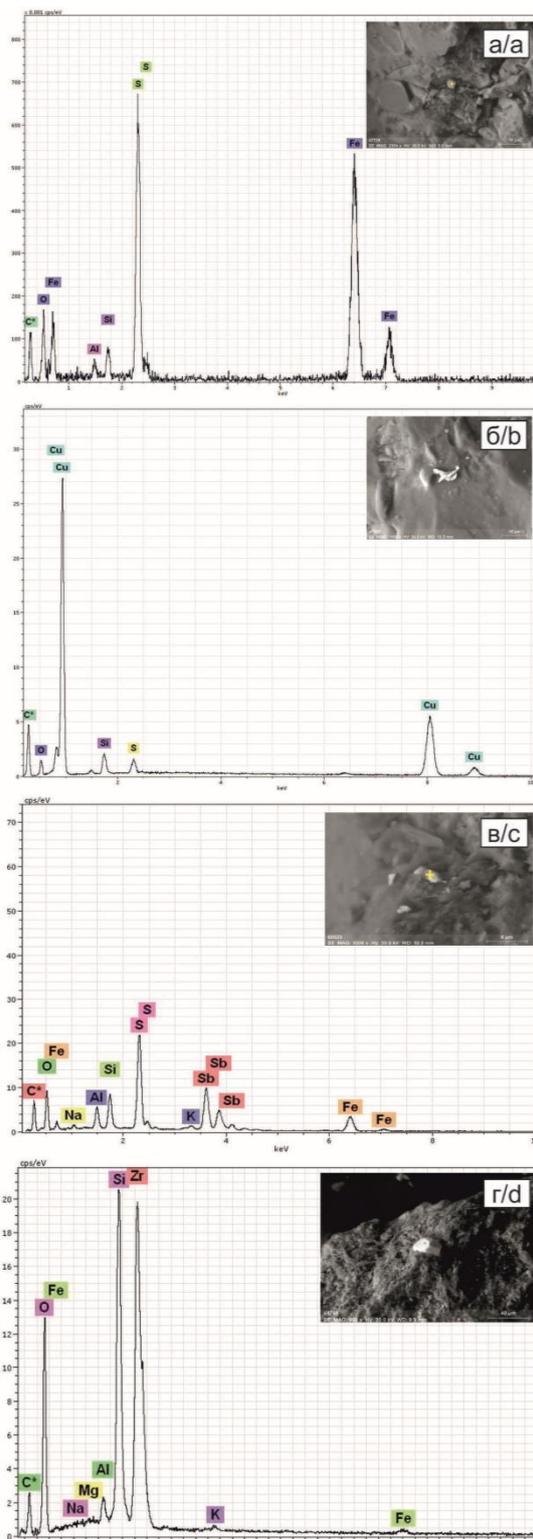


Рис. 7. Электронно-микроскопические снимки и рентгеновские спектры минеральных фаз пирита (FeS_2) (а), ковеллина (CuS) (б), антимонита (Sb_2S_3) (в) и циркона ($ZrSiO_4$) (г)

Fig. 7. Electron microscope images and X-ray spectra of mineral phases of pyrite (FeS_2) (а), covellite (CuS) (б), antimonite (Sb_2S_3) (в) and zircon ($ZrSiO_4$) (д)

Теллур и селен, чьи концентрации существенно выше кларковых, наряду с Ag, Bi, Sb, Cu, As, Hg определяют геохимию Au [44]. Основные концентрации данных химических элементов в природе связаны с сульфидными рудами тяжёлых цветных металлов [45]. В ходе исследований минерального состава почвенного покрова данные элементы не найдены в минеральном виде, что может быть обусловлено их нахождением в преимущественно рассеянной форме и, как отмечалось ранее, изоморфным включением в решётки сульфидных минералов [46]. Основным минералом-носителем селена в рудах является пирит. Высокие содержания селена присущи также галениту, халькопириту и некоторым другим сульфидам [47].

Стоит отметить, что селен в почве может находиться в виде органических соединений (метилселениды, ионы триметилселенония или селеноаминокислоты) [25].

Золото также не обнаружено в минеральной форме, но в то же время его концентрации в почве превышают кларковые уровни. Данный факт приводит к вопросу о формах нахождения золота. Ведущая роль в процессах миграции и концентрирования золота в зоне гипергенеза принадлежит явлению комплексообразования с органическими веществами [28]. В почвах, как правило, преобладает форма нахождения золота, связанная с гумусовой органической составляющей [48].

Мышьяк не найден в составе минералов, но в то же время с рудами месторождения связан минерал мышьяка арсенопирит. По данным экспериментальных работ, для почв месторождений золота наиболее характерна анионообменная форма нахождения мышьяка, а также оксидная и гидроксидная с Fe и Mn [44].

Повышенные относительно кларковых значений концентрации серебра, сурьмы, ртути, по-видимому, обусловлены развитием ореолов рассеяния рудных тел.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году / под ред. Е.А. Киселёва. – М.: Изд-во ФГБУ «ВИМС», 2020. – 494 с.
2. Концепция новых центров экономического роста в современных условиях на примере Яно-Кольмской золоторудной провинции / Б.К. Михайлов, А.И. Некрасов, О.В. Петров, С.А. Киммельман, С.Б. Михайлов // Региональная геология и металлогения. – 2010. – № 42. – С. 58–65.
3. Робертус Ю.В., Рихванов Л.П. Геоэкологическая обстановка в районе Калгутинского рудника (Республика Алтай) // Вестник Забайкальского государственного университета. – 2020. – Т. 26. – № 1. – С. 34–43.
4. Архипов И.А., Робертус Ю.В. Распределение микроэлементов в почвах районов естественных геохимических аномалий (на примере Каракульского месторождения полиметаллов) // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2018. – № 2. – С. 53–58.
5. Гололобова А.Г. Подвижные формы тяжёлых металлов и микроэлементов в почвах криолитозоны в условиях техногенеза // Международный научно-исследовательский журнал. – 2020. – № 12. – С. 49–54.
6. Evidence for the formation of bog iron ore in soils of the Podravina region, NE Croatia: Geochemical and mineralogical

Заключение

Таким образом, в ходе работ установлены фоновые данные по содержаниям химических элементов в почвенном покрове золоторудного месторождения Вьюн (Республика Саха (Якутия)).

Анализируя полученные результаты, можно предполагать о ведущей роли ореолов рассеяния элементов рудных тел в формировании особенностей химического состава почвенного покрова на исследуемой территории. При этом минеральный состав руд месторождения оказывает основное влияние на геохимическую специализацию почвенного покрова за счет присутствия сульфидных минералов (ковеллин, пирит, антимонит и др.), для которых характерны специфические элементы в виде Cu и Sb. Также изучаемая территория характеризуется высокими содержаниями Au и Ag. Почвенный покров месторождения наследует особенности минерального и химического состава рудной зоны.

Повышенные концентрации Te, Se, As, Ag, Au, а также Sb, Zn, Ti, Mo, Be, Pb отражают общую тенденцию, характерную для почв зоны гипергенеза Верхнеиндигирского золотоносного района, и несут черты природной геохимической специализации исследуемой территории [49].

В минеральный состав почв входят такие минералы, как иллит, кварц, мусковит, хлорит, клинохлор. Кроме того, в почвенном покрове установлено присутствие циркона, фосфатов РЗЭ, что обусловлено проявленностью Бургандинского гранитоидного массива.

Таким образом, литогеохимические исследования территории месторождения Вьюн на доэксплуатационной стадии освоения позволили получить не только фоновые данные о концентрациях химических элементов в почвенном покрове, но также дали возможность зафиксировать зоны с повышенными содержаниями специфических для месторождения элементов, т. е. выявить геохимические аномалии, которые потенциально могут быть связаны с оруденением, что несёт дополнительную информацию недропользователям в ходе поисковых геологоразведочных работ.

- study / T. Brenko, S. Borojević Sostarić, S. Ružičić, T. Sekelj Ivančan // Quaternary International. – 2020. – V. 536. – P. 12–29.
7. Johnsen A.R., Thomsen T.B., Thaarup S.M. Test of vegetation-based surface exploration for detection of Arctic mineralizations: the deep buried Kangerluarsuk Zn-Pb-Ag anomaly // Journal of Geochemical Exploration. – 2021. – V. 220. – P. 1–8.
8. Протопопов Р.И., Сулейманов А.М., Пичугин Е.П. Подсчет запасов золоторудного месторождения Вьюн в Верхоянском улусе Республики Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2009 г. – Якутск, 2009. – 175 с.
9. Романовский Н.Н. Основы криогенеза литосферы. – М.: Изд-во МГУ, 1993. – 336 с.
10. Некрасов И.А., Девяткин В.Н. Морфология криолитозоны бассейна реки Яны и сопредельных районов. – Новосибирск: Наука, 1974. – 72 с.
11. Достовалов Б.Н., Кудрявцев В.А. Общее мерзлотоведение. – М.: Изд-во МГУ, 1967. – 403 с.
12. Национальный атлас почв Российской Федерации. – М.: Астрель, 2011. – 632 с.
13. Оконешникова М.В. Гумусное состояние мерзлотных палевых осолоделых почв Центральной Якутии разного гранулометрического состава // Вестник Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова. – 2019. – № 4. – С. 34–45.
14. Якутин М.В., Андриевский В.С., Пучнин А.Н. Почвенно-биологические методы в экологическом мониторинге палевых

- почв Центральной Якутии // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – № 1. – С. 39–46.
15. Анисимова Г.С., Протопопов Р.И. Геологическое строение и состав руд золото-кварцевого месторождения Вьюн, Восточная Якутия // Руды и металлы. – 2009. – № 5. – С. 59–69.
 16. Григорьев Н.А. Среднее содержание химических элементов в горных породах, слагающих верхнюю часть континентальной коры // Геохимия. – 2003. – № 7. – С. 785–792.
 17. Волкова Л.С., Макаров В.Н. Экологический мониторинг в районах падения отделяющихся частей ракетносителя «Союз-2» на территории Якутии // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2019. – Т. 24. – № 2. – С. 38–48.
 18. Ярошевский А.А. Кларки геосфер // Справочник по геохимическим поискам полезных ископаемых. – М.: Недра, 1990. – С. 7–14.
 19. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Сагет, Б.А. Ревич, Е.П. Янин, А.И. Ачкасов, И.Л. Башаркевич, Т.Л. Онищенко, Л.Н. Павлова, С.Ш. Саркисян, Р.С. Смирнова, Н.Я. Трефилова. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
 20. Григорян С.В. Геохимические методы при поисках эндогенных рудных месторождений. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1974. – 216 с.
 21. Kabata-Pendias A. Trace elements in soils and plants. 4th ed. – FL, USA: CRC Press Publ., 2010. – 548 p.
 22. Fordyce F. Selenium deficiency and toxicity in the environment // Essentials of medical geology. – 2005. – V. 1. – P. 373–415.
 23. Greenwood N.N., Earnshaw A. Chemistry of the elements. – Oxford: Pergamon Press. Publ., 1984. – 1542 p.
 24. Ryzynska K. Determination of selenium species in environmental samples // Microchimica Acta. – 2002. – V. 140. – P. 55–62.
 25. Fendorf S., La Force M.J., Li G. Temporal changes in soil partitioning and bioaccessibility of arsenic, chromium, and lead // Journal of Environmental Quality. – 2004. – V. 33. – P. 2049–2055.
 26. Bowel R.W. Supergene gold mineralogy at Ashanti, Ghana: implications for the supergene behavior of gold // Mineralogical Magazine. – 1992. – V. 56. – P. 545–560.
 27. Gray D.J., Lintern M.J., Longman G.D. Chemistry of gold-humic interaction. – London: CSIRO division of exploration geoscience report, 1990. – 32 p.
 28. Impact of humic/fulvic acid on the removal of heavy metals from aqueous solutions using nanomaterials: a review / T. Wang-Wang, Z. Guang-Ming, G. Ji-Lai, X. Piao, Z. Chang, H. Bin-Bin // Science of the Total Environment. – 2014. – V. 1. – P. 1014–1027.
 29. Pandey A.K., Pandey S.D., Misra V. Stability constants of metal-humic acid complexes and its role in environmental detoxification // Ecotoxicology and Environmental Safety. Environmental Research. – 2000. – V. 47. – P. 195–200.
 30. Kabata-Pendias A., Mukherjee A.B. Trace elements from soils to humans. – Berlin: Springer Publ., 2007. – 449 p.
 31. Ratte H.T. Bioaccumulation and toxicity of silver compounds: a review // Environmental Toxicology and Chemistry. – 1999. – V. 18. – P. 89–108.
 32. Biogeochemical cycling of silver in acidic, weathering environments / J. Shuster, F. Reith, M.R.M. Izawa, R.L. Flemming, N.R. Banerjee, G. Southam // Minerals. – 2017. – V. 7. – P. 218.
 33. Fernández-Caliania J.C., Giráldez M.I., Riveraa M.B. Source and geochemical partitioning of silver in a naturally-enriched soil // Applied Geochemistry. – 2019. – V. 103. – P. 85–96.
 34. Complexation of silver and dissolved organic matter in soil water extracts / L. Settimio, M.J. McLaughlin, J.K. Kirby, K.A. Langdon, L. Janik // Environmental Pollutants. – 2015. – V. 199. – P. 174–184.
 35. The desorption of silver and thallium from soils in the presence of a chelating resin with thiol functional groups / A.R. Jacobson, M.B. McBride, P. Baveye, T.S. Steenhuis // Water, Air and Soil Pollutants. – 2005. – V. 160. – P. 41–54.
 36. Biogeochemistry of antimony in soil-plant system: Ecotoxicology and human health / M. Shahida, S. Khalida, C. Dumat, A. Pierarte, N. Khan Niazi // Applied Geochemistry. – 2019. – V. 106. – P. 45–49.
 37. Bioaccessibility of antimony and arsenic in highly polluted soils of the mine area and health risk assessment associated with oral ingestion exposure / J. Li, Y. Wei, L. Zhao, J. Zhang, Y. Shanguan, F. Li, H. Hou // Ecotoxicology and Environmental Safety. – 2014. – V. 110. – P. 308–315.
 38. The chemistry and behavior of antimony in the soil environment with comparisons to arsenic: a critical review / S.C. Wilson, P.V. Lockwood, P.M. Ashley, M. Tighe // Environmental Pollutants. – 2010. – V. 158. – P. 1169–1181.
 39. Okkenhaug G., Mulder J. Antimony (Sb) and arsenic (As) in Sb mining impacted paddy soil from Xikuangshan, China: differences in mechanisms controlling soil sequestration and uptake in rice // Environmental Science and Technology. – 2012. – V. 46. – P. 3155–3162.
 40. Oxalate-based remediation of arsenic bound to amorphous Fe and Al hydrous oxides in soil / J.C. Lee, E.J. Kim, H.W. Kim, K. Baek // Geoderma. – 2016. – V. 270. – P. 76–82.
 41. Черепнин В.К., Бернатонис В.К. Вторичные процессы в сульфидных и золоторудных месторождениях. – Томск: Изд-во ТПИ, 1981. – 90 с.
 42. Васильева Т.И. Особенности формирования свойств и состава мерзлотных почв Центральной Якутии // Наука и образование. – 2016. – № 1. – С. 30–39.
 43. Петров О.В. Геологический словарь. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2010. – 430 с.
 44. Сергеев А.В., Коршунова В.А., Семёнова В.В. Формы нахождения As и Au во вторичных ореолах рассеяния золотого рудопроизведения Пиилола в Восточной Финляндии // Записки российского минералогического общества. – 2015. – № 6. – С. 61–74.
 45. Синдеева Н.Д. Минералогия, типы месторождений и основные черты геохимии селена и теллура. – М.: Изд-во АН СССР, 1959. – 257 с.
 46. Коваленкер В.А. Минералогия и геохимия селена и теллура в медно-никелевых месторождениях Талнахского рудного узла. – М.: Наука, 1977. – 136 с.
 47. Кирезиди С.В. Геохимия селена и теллура в рудах месторождения Кочбулак // Геология, полезные ископаемые и проблемы геозологии Башкортостана: XII Межрегиональная научно-практическая конференция. – Уфа: Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН, 2018. – С. 249–255.
 48. Vlassopoulos D., Wood S.A., Mucci A. Gold speciation in natural waters. II. The importance of organic complexing – experiments with some simple model ligands // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1990. – V. 54. – P. 1575–1586.
 49. Макаров В.Н. Геохимия окружающей среды Верхнеиндигирского золоторудного района // Наука и образование. – 2008. – № 4. – С. 45–48.

Поступила 28.10.2021 г.

Информация об авторах

Мишанькин А.Ю., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

Филимоненко Е.А., кандидат геолого-минералогических наук, эксперт Института экологической и сельскохозяйственной биологии Тюменского государственного университета.

Собянин Ю.П., директор ООО «Богуславец».

UDC 553.411:550.42:631.4(571.56)

MINERAL AND GEOCHEMICAL FEATURES OF THE SOIL COVER OF THE VYUN GOLD ORE DEPOSIT (THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA))

Andrey Yu. Mishankin¹,
aym13@tpu.ru

Egor G. Yazikov¹,
yazikoveg@tpu.ru

Ekaterina A. Filimonenko²,
e.a.filimonenko@utmn.ru

Yuri P. Sobyenin³,
yuri_sob63@mail.ru

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

² University of Tyumen,
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russia.

³ LLC Boguslavets,
18, Kirov street, Yakutsk, 677027, Russia.

The relevance of the study is caused by the need in data on the soil background states in the territory of the gold ore facility as well as in knowledge of relationships between the mineral and geochemical features of the deposit soil cover.

The purpose of the research is to detect mineralogical and geochemical features of the soil cover of Vyun gold deposit territory at the pre-operational period of its development.

Object of the study is soils of the territory of Vyun gold deposit.

Factual materials and research methods. The factual material was obtained by employees of the Department of Geoecology and Geochemistry of the National Research Tomsk Polytechnic University in 2017 in the course of research work. The paper presents results of the study of the Vyun gold deposit territory based on 19 soil samples obtained at that time. The work was carried out by standard methods in accordance with the regulation documents. The elemental composition of the soils including 55 chemical elements was determined by the mass spectrometry method with inductively coupled plasma at the analytical chemical certified center «Plasma» (Tomsk). Mineral composition of soils was determined using optical microscopy, X-ray diffractometry and scanning electron microscopy on the basis of the International Scientific and Educational Center «Uranium Geology». The results were processed using modern software (Microsoft Excel, Statistica, Corel Draw, etc.).

Results. The mineralogical and geochemical features of the soils in Vyun gold deposit territory have been determined. The relationship between the mineral composition of the ore zone and the soil geochemical characteristics was established. The data were obtained on the increased contents of gold and elements-satellites of low-sulfide gold-quartz mineralization, namely arsenic, silver, antimony, their contrasting scattering halos were determined, which can be used in the practice of further prospecting work.

Key words:

Vyun gold ore deposit, soil cover, elemental composition, chemical composition, mineralogical and geochemical feature.

REFERENCES

1. Gosudarstvenny doklad «O sostoyanii i ispolzovanii mineralno-syryevykh resursov Rossiyskoy Federatsii v 2019 godu» [The state report «On the state and use of mineral resources of the Russian Federation in 2019»]. Ed. by E.A. Kiselev. Moscow, FGBU «VIMS» Publ., 2020. 494 p.
2. Mikhailov B.K., Nekrasov A.I., Petrov O.V., Kimmelman S.A., Mikhailov S.B. The concept of new centers of economic growth in modern conditions on the example of the Yano-Kolyma gold ore province. *Regional Geology and Metallogeny*, 2010, no. 42, pp. 58–65. In Rus.
3. Robertus Yu.V., Rikhvanov L.P. Geoecological situation in the Kalgutinsky mine area (Altai Republic). *Bulletin of the Trans-Baikal State University*, 2020, vol. 26, no. 1, pp. 34–43. In Rus.
4. Arkhipov I.A., Robertus Yu.V. Distribution of trace elements in soils of areas of natural geochemical anomalies (on the example of the Karakul deposit of polymetals). *Bulletin of the Altai State Agrarian University*, 2018, no. 2, pp. 53–58. In Rus.
5. Gololobova A.G. Mobile forms of heavy metals and microelements in soils of permafrost in conditions of technogenesis. *International scientific research journal*, 2020, no. 12, pp. 49–54. In Rus.
6. Brenko T., Borojević Sostarić S., Ružičić S., Sekelj Ivančan T. Evidence for the formation of bog iron ore in soils of the Podravina region, NE Croatia: geochemical and mineralogical study. *Quaternary International*, 2020, vol. 536, pp. 12–29.
7. Johnsen A.R., Thomsen T.B., Thaarup S.M. Test of vegetation-based surface exploration for detection of Arctic mineralizations: The deep buried Kangerluarsuk Zn-Pb-Ag anomaly. *Journal of Geochemical Exploration*, 2021, vol. 220, pp. 1–8.
8. Protopopov R.I., Suleimanov A.M., Pichugin E.P. *Podschet zapasov zolotorudnogo mestorozhdeniya Vyun v Verkhoyanskom uluse Respubliki Sakha (Yakutiya) po sostoyaniyu na 01.01.2009 g.* [Calculation of the reserves of the Vyun gold ore deposit in the Verkhoyansk ulus of the Republic of Sakha (Yakutia) as of 01.01.2009]. Yakutsk, 2009. 175 p.
9. Romanovsky N.N. *Osnovy kriogeneza litosfery* [Fundamentals of cryogenesis of the lithosphere]. Moscow, Moscow State University Publ., 1993. 336 p.
10. Nekrasov I.A., Devyatkin V.N. *Morfologiya kriolitozony basseyna reki Yany i sopredelnykh rayonov* [Morphology of the permafrost zone of the Yana River basin and adjacent areas]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1974. 72 p.
11. Dostovalov B.N., Kudryavtsev V.A. *Obshee merzlotovedenie* [General permafrost]. Moscow, Moscow State University Publ., 1967. 403 p.
12. *Natsionalny atlas pochv Rossiyskoy Federatsii* [National atlas of soils of the Russian Federation]. Moscow, Astrel Publ., 2011. 632 p.

13. Okoneshnikova M.V. The humus state of permafrost pale-yellow solodized soils of Central Yakutia of different granulometric composition. *Bulletin of the North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov*, 2019, no. 4, pp. 34–45. In Rus.
14. Yakutin M.V., Andrievsky V.S., Puchnin A.N. Soil-biological methods in ecological monitoring of pale-colored soils of Central Yakutia. *Interexpo Geo-Siberia*, 2019, no. 1, pp. 39–46. In Rus.
15. Anisimova G.S., Protopopov R.I. Geological structure and composition of ores of the Vyun gold-quartz deposit, Eastern Yakutia. *Ores and metals*, 2009, no. 5, pp. 59–69. In Rus.
16. Grigoriev N.A. Average content of chemical elements in rocks composing the upper part of the continental crust. *Geochemistry*, 2003, no. 7, pp. 785–792. In Rus.
17. Volkova L.S., Makarov V.N. Ekologicheskiy monitoring v rayonakh padeniya otdelyayushchikhsya chastei raketonositel'ya «Soyuz-2» na territorii Yakutii [Environmental monitoring in the fall areas of the separating parts of the Soyuz-2 launch vehicle on the territory of Yakutia]. *Natural resources of the Arctic and Subarctic*, 2019, vol. 24, no. 2, pp. 38–48.
18. Yaroshevsky A.A. Klarki geosfer [Clarke of geospheres]. *Spravochnik po geokhimicheskim poiskam poleznykh iskopayemykh* [Handbook of Geochemical Prospecting for Minerals]. Moscow, Nedra Publ., 1990. pp. 7–14.
19. Saet Yu.E., Revich B.A., Yanin E.P., Achkasov A.I., Basharkevich I.L., Onishchenko T.L., Pavlova L.N., Sargsyan S.Sh., Smirnova R.S., Trefilova N.Ya. *Geokhimiya okruzhayushchey sredy* [Geochemistry of the environment]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 335 p.
20. Grigoryan S.V. *Geokhimicheskie metody pri poiskakh endogennykh rudnykh mestorozhdeniy* [Geochemical methods in the search for endogenous ore deposits]. Moscow, USSR Academy of Sciences Publ., 1974. 216 p.
21. Kabata-Pendias A. *Trace elements in soils and plants*. 4th ed. FL, USA, CRC Press Publ., 2010. 548 p.
22. Fordyce F. Selenium deficiency and toxicity in the environment. *Essentials of medical geology*, 2005, vol. 1, pp. 373–415.
23. Greenwood N.N., Earnshaw A. *Chemistry of the elements*. Oxford, Pergamon Press. Publ., 1984. 1542 p.
24. Pyrzyńska K. Determination of selenium species in environmental samples. *Microchimica Acta*, 2002, vol. 140, pp. 55–62.
25. Fendorf S., La Force M.J., Li G. Temporal changes in soil partitioning and bioaccessibility of arsenic, chromium, and lead. *Journal of Environmental Quality*, 2004, vol. 33, pp. 2049–2055.
26. Bowel R.W. Supergene gold mineralogy at Ashanti, Ghana: implications for the supergene behavior of gold. *Mineralogical Magazine*, 1992, vol. 56, pp. 545–560.
27. Gray D.J., Lintern M.J., Longman G.D. *Chemistry of gold-humic interaction*. London, CSIRO division of exploration geoscience report, 1990. 32 p.
28. Wang-Wang T., Guang-Ming Z., Ji-Lai G., Piao X., Chang Z., Bin-Bin H. Impact of humic/fulvic acid on the removal of heavy metals from aqueous solutions using nanomaterials: A review. *Science of the Total Environment*, 2014, vol. 1, pp. 1014–1027.
29. Pandey A.K., Pandey S.D., Misra V. Stability constants of metal-humic acid complexes and its role in environmental detoxification. *Ecotoxicology and Environmental Safety*. *Environmental Research*, 2000, vol. 47, pp. 195–200.
30. Kabata-Pendias A., Mukherjee A.B. *Trace elements from Soils to Humans*. Berlin, Springer Publ., 2007. 449 p.
31. Ratte H.T. Bioaccumulation and toxicity of silver compounds: a review. *Environmental Toxicology and Chemistry*, 1999, vol. 18, pp. 89–108.
32. Shuster J., Reith F., Izawa M.R.M., Flemming R.L., Banerjee N.R., Southam G. Biogeochemical cycling of silver in acidic, weathering environments. *Minerals*, 2017, vol. 7, pp. 218.
33. Fernández-Caliania J.C., Giráldez M.I., Riveraa M.B. Source and geochemical partitioning of silver in a naturally-enriched soil. *Applied Geochemistry*, 2019, vol. 103, pp. 85–96.
34. Settimo L., McLaughlin M.J., Kirby J.K., Langdon K.A., Janik L. Complexation of silver and dissolved organic matter in soil water extracts. *Environmental Pollutants*, 2015, vol. 199, pp. 174–184.
35. Jacobson A.R., McBride M.B., Baveye P., Steenhuis T.S. The desorption of silver and thallium from soils in the presence of a chelating resin with thiol functional groups. *Water, Air and Soil Pollutants*, 2005, vol. 160, pp. 41–54.
36. Shahida M., Khalida S., Dumat C., Pierarte A., Khan Niazi N. Biogeochemistry of antimony in soil-plant system: Ecotoxicology and human health. *Applied Geochemistry*, 2019, vol. 106, pp. 45–49.
37. Li J., Wei Y., Zhao L., Zhang J., Shangguan Y., Li F., Hou H. Bioaccessibility of antimony and arsenic in highly polluted soils of the mine area and health risk assessment associated with oral ingestion exposure. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 2014, vol. 110, pp. 308–315.
38. Wilson S.C., Lockwood P.V., Ashley P.M., Tighe M. The chemistry and behavior of antimony in the soil environment with comparisons to arsenic: a critical review. *Environmental Pollutants*, 2010, vol. 158, pp. 1169–1181.
39. Okkenhaug G., Mulder J. Antimony (Sb) and arsenic (As) in Sb mining impacted paddy soil from Xikuangshan, China: differences in mechanisms controlling soil sequestration and uptake in rice. *Environmental Science and Technology*, 2012, vol. 46, pp. 3155–3162.
40. Lee J.C., Kim E.J., Kim H.W., Baek K. Oxalate-based remediation of arsenic bound to amorphous Fe and Al hydrous oxides in soil. *Geoderma*, 2016, vol. 270, pp. 76–82.
41. Cherepnin V.K., Bernatonis V.K. *Vtorichnyye protsessy v sulfidnykh i zolotorudnykh mestorozhdeniyakh* [Secondary processes in sulfide and gold deposits]. Tomsk, TPI Publ., 1981. 90 p.
42. Vasilyeva T.I. Features of the formation of properties and composition of permafrost soils in Central Yakutia. *Science and Education*, 2016, no. 1, pp. 30–39. In Rus.
43. Petrov O.V. *Geologicheskii slovar* [Geological dictionary]. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 2010. 430 p.
44. Sergeev A.V., Korshunova V.A., Semyonova V.V. Forms of As and Au occurrence in the secondary dispersion halos of the Piilola gold ore occurrence in Eastern Finland. *Notes of the Russian Mineralogical Society*, 2015, no. 6, pp. 61–74. In Rus.
45. Sindeeva N.D. *Mineralogiya, tipy mestorozhdeniy i osnovnye cherty geokhimii selena i tellura* [Mineralogy, types of deposits and the main features of the geochemistry of selenium and tellurium]. Moscow, AN USSR Publ., 1959. 257 p.
46. Kovalenker V.A. *Mineralogiya i geokhimiya selena i tellura v medno-nikelevykh mestorozhdeniyakh Talnakhskogo rudnogo uzla* [Mineralogy and geochemistry of selenium and tellurium in copper-nickel deposits of the Talnakh ore cluster]. Moscow, Nauka Publ., 1977. 136 p.
47. Kirezidi S.V. *Geokhimiya selena i tellura v rudakh mestorozhdeniya Kochbulak* [Geochemistry of selenium and tellurium in the ores of the Kochbulak deposit]. *XII Mezhhregionalnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Geologiya, poleznye iskopayemye i problemy geokologii Bashkortostana* [XII Interregional Scientific and Practical Conference. Geology, Mineral Resources and Problems of Geoecology of Bashkortostan]. Ufa, Institute of Geology, Ufa Federal Research Center RAN Publ., 2018. pp. 249–255.
48. Vlassopoulos D., Wood S.A., Mucci A. Gold speciation in natural waters. II. The importance of organic complexing – experiments with some simple model ligands. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1990, vol. 54, pp. 1575–1586.
49. Makarov V.N. Geochemistry of the environment of the Verkheindigirsky gold-bearing region. *Science and Education*, 2008, no. 4, pp. 45–48. In Rus.

Received: 28 October 2021.

Information about the authors

Andrey Yu. Mishankin, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Egor G. Yazikov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Ekaterina A. Filimonenko, Cand. Sc., expert, University of Tyumen.

Yuri P. Sobyenin, director, LLC Boguslavets.

УДК 622.235.5

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВОЛН НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ВЗРЫВЕ ШПУРОВЫХ ЗАРЯДОВ ВЗРЫВЧАТОГО ВЕЩЕСТВА И ИХ ВЛИЯНИЕ НА КАЧЕСТВО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ПРОХОДКЕ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Масаев Юрий Алексеевич¹,
myua.spssh@kuzstu.ru

Масаев Владислав Юрьевич¹,
masaevvu@kuzstu.ru

Дрозденко Юрий Вадимович^{1,2},
duv.gmik@kuzstu.ru

Аксенова Олеся Юрьевна¹,
aka.gr061@kuzstu.ru

¹ Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева,
Россия, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28.

² Филиал Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева в г. Прокопьевске,
Россия, 650000, г. Прокопьевск, ул. Ноградская, 19а.

Актуальность. При разработке месторождений полезных ископаемых взрывным способом требуется разрушать горные породы, залегающие на различных глубинах в различных горно-геологических условиях и имеющих различные физико-технические свойства. Взрыв шпуровых зарядов взрывчатого вещества формирует волны напряжений и давление продуктов взрыва, которые по-разному действуют на разные горные породы, и для улучшения их действия шпуровые заряды необходимо взрывать с различным замедлением.

Цель: более полный и качественный учет энергетических характеристик взрывчатых веществ, положения шпуровых зарядов относительно естественной трещиноватости горной породы, крепости вмещающих горных пород, сечения горных выработок для повышения качества разрушения взрывааемых горных пород.

Объекты: объекты подземного строительства, угольные и рудные шахты, горные предприятия по добыче полезных ископаемых открытым и подземным способом.

Методы. Для достижения поставленной цели использовались натурные исследования, позволившие установить зависимость качества разрушения горной породы от времени срабатывания шпуровых зарядов, а также аналитические исследования, позволившие определить значения предельных радиусов расширения зарядной полости для некоторых типов взрывчатых веществ.

Результаты. Результатами исследования являются более полный учет энергетических характеристик взрывчатых веществ, оптимальное объемное положение шпуровых зарядов относительно систем естественной трещиноватости среды, корреляция их с крепостью горных пород, сечением горных выработок и глубиной заложения зарядов взрывчатых веществ, приводящими к созданию рациональных объемов врубов, обеспечивающих наиболее высокие показатели взрывных работ.

Ключевые слова:

Волны напряжений, детонация взрывчатого вещества, трещиноватость, врубовые шпуры, короткое замедление, коэффициент использования шпуров, неэлектрическая система инициирования, капсуль-детонатор.

Введение

При проведении горных выработок с применением буровзрывных работ эффективность разрушения горной породы во многом зависит от эффективности действия зарядов взрывчатого вещества (ВВ) врубовых шпуров. Четкость проработки и достаточная ширина плоскости обнажения во врубовой полости оказывает важное влияние на величину коэффициента использования шпуров и на общие качественные и количественные показатели эффективности взрыва [1, 2].

Одной из важнейших величин, определяющих параметры методов управления энергией взрыва, является продолжительность разрушения породы действием взрыва. Прямое влияние на продолжительность процессов разрушения взрывааемой горной по-

роды при короткозамедленном взрывании оказывает выбор величины замедления срабатываемых зарядов ВВ. Взаимодействие зарядов ВВ при взрывании горных пород с коэффициентом крепости $f=1-14$, относящихся по акустической жесткости ко второй группе, должно рассматриваться с учетом двух действующих компонентов – волн напряжения и давления продуктов детонации. В начальной стадии процесса разрушения основную роль играют продукты взрыва, под действием которых породный массив подвергается пластическим деформациям, и за счет этого происходит увеличение начального объема зарядной полости до тех пор, пока давление продуктов детонации не достигнет временного предела прочности породы при объемном сжатии, которое в 10–15 раз больше, чем при одноосном сжатии [3–7].

Методика определения предельных радиусов

Закон сдвижения «продукты детонации – разрушаемая порода» описывается уравнением:

$$\frac{du^2}{dr} + \frac{3u^2}{r} = \frac{2\rho_1}{\rho_a} \cdot \frac{r_k^{3\gamma}}{r^{3(\gamma+1)}} - \frac{2\rho_a}{\rho_a \cdot r},$$

решением которого является выражение, позволяющее определить движение границы раздела для любого момента времени:

$$U = \frac{dr}{dt} = \sqrt{\left[U_k^2 + \frac{2}{3(\gamma-1)} \cdot \frac{P_k}{3\rho_a} + \frac{2P_a}{\rho_a} \right] \cdot \left(\frac{r_k}{r} \right)^2 - \left[\frac{2}{3(\gamma-1)} \cdot \frac{P_k}{\rho_a} \left(\frac{r_k}{r} \right)^{3\gamma} + \frac{2P_a}{3\rho_a} \right]},$$

где P_a – атмосферное давление; ρ_a – плотность среды; γ – показатель изэнтропы; r – радиус полости; P_k – давление продуктов взрыва; r_k – радиус полости в любой точке массива; U – скорость движения границы раздела.

Для типичных ВВ расширение продуктов взрыва до давления $P=2000\text{кг/см}^3$ происходит по закону $P_0V_0^3 = PV^3$ или $PV^3 = \text{const}$, а затем, при более низких давлениях, $PV^\gamma = \text{const}$.

Сопряжение этих двух законов приводит к зависимости:

$$\frac{V_{\text{пр}}}{V_{\text{нач}}} = \left(\frac{P_0}{P_k} \right)^{1/3} \cdot \left(\frac{P_k}{P_a} \right)^{1/3},$$

где $V_{\text{нач}}$ – начальный объем продуктов детонации; $V_{\text{пр}}$ – конечный объем продуктов детонации.

В таблице приведены вычисленные значения предельных радиусов расширения зарядной полости для аммонитов АП-5ЖВ и 6ЖВ [8, 9].

Таблица. Значения предельных радиусов расширения зарядной полости

Table. Values of limiting expansion radii of the charging cavity

Коэффициент крепости горной породы, f Rock hardness coefficient, f	Тип взрывчатого вещества Explosive type	
	Аммонит АП-5ЖВ AP-5ZhV ammonite	Аммонит 6ЖВ 6ZhV ammonite
4–6	2,0	2,14
6–8	1,9	2,0
8–12	1,7	1,8
12–14	1,6	1,7

При детонации взрывчатого вещества в горной породе сразу же зарождается волна напряжений [8, 9]. Давление во фронте волны напряжения при ее перемещении по массиву породы определяется приближенно соотношением

$$\sigma_r = P_0 \left(\frac{r_0}{r_x} \right)^n,$$

где ρ_r – радиальное напряжение во фронте волны напряжений; r_x – расстояние до точки, в которой определяется напряжение; n – коэффициент ($n=1-2$).

Максимальные радиальные напряжения в крепких породах при взрывании удлиненных зарядов ВВ по рекомендации профессора А. Н. Ханукаева можно определить по формуле:

$$\sigma_{r_{\text{max}}} = \frac{\rho C_p}{g} \left(\frac{24}{\bar{r}} \frac{3600}{\bar{r}^2} \frac{86400}{\bar{r}^3} \right) 10^2,$$

где ρC_p – акустическая жесткость породы; $\bar{r} = \frac{r_x}{r_0}$ –

относительное расстояние до определяемой точки.

Величина напряжений на контакте «заряд–порода» может быть вычислена по формуле:

$$\sigma_{\text{max}} = k_1 P_0,$$

где k_1 – коэффициент преломления давления из заряда ВВ в горную породу.

$$k_1 = \frac{2}{1 + \frac{\rho_{\text{ВВ}} D_{\text{ВВ}}}{\rho_{\text{пор}} C_{\text{пор}}}},$$

где $\rho_{\text{ВВ}}$, $\rho_{\text{пор}}$ – объемный вес ВВ и горной породы; $D_{\text{ВВ}}$, $C_{\text{пор}}$ – скорость детонации ВВ и скорость распространения возмущений в породе.

Эти формулы справедливы для зарядов ВВ, у которых отношение длины к диаметру больше 10–12. Дальнейшее увеличение этого отношения не приводит к увеличению напряжений на фронте волны.

Время формирования волны сжатия может быть определено из выражения:

$$t_1 = \frac{2r}{U}.$$

Под действием прямой волны напряжений, кроме действующих в радиальном направлении напряжений сжатия, возникают тангенциальные растягивающие напряжения, которые зарождают радиальные трещины. Образование трещин под действием тангенциальных напряжений происходит без увеличения объема разрушаемого массива.

При взрыве заряда ВВ нагрузка на окружающую породу прикладывается мгновенно, а снижается медленно, по мере падения давления с уходом газообразных продуктов взрыва из зарядной полости в процессе растрескивания окружающей породы. Вследствие этого по породному массиву вслед за ударной волной распространяется волна разряжения на значительно большую глубину, чем волна сжатия [8–12].

Взрывная волна, дойдя до обнаженной поверхности, отражается от нее с переменной знака, движется вглубь массива. Поскольку давление на переднем фронте взрывной волны значительно выше статического давления газообразных продуктов и в породах с высокой и средней акустической жесткостью растягивающие напряжения в отраженных волнах имеют значительную по величине амплитуду, то отраженная волна вызывает упругие колебания породы.

В породах с низкой акустической жесткостью эти колебания будут иметь значительно меньшую продолжительность и величину амплитуды, и напряженное состояние породы во времени будет в основном

характеризоваться только изменением статических напряжений [13, 14].

Вследствие этого в крепких породах процесс образования трещин связан с действием проходящей прямой волны сжатия и последующими упругими колебаниями при отражении волны от обнаженных поверхностей. В слабых породах зарождение трещин происходит только под воздействием проходящей прямой взрывной волны. Дальнейшее развитие и расширение этих трещин во всех рассматриваемых породах происходит за счет статического давления газов взрыва.

Первая фаза разрушения породы под воздействием волн взрыва может протекать без увеличения объема разрушаемой породы и возможности свободного ее смещения в каком-либо направлении. Дальнейшее развитие и расширение этих трещин не может успешно протекать без увеличения объема разрушаемой породы и возможности свободного ее смещения в каком-либо направлении [15].

Величина замедления между двумя соседними зарядами или сериями зарядов ВВ при короткозамедленном взрывании может быть определена из условия, что первая фаза разрушения породы зарядами последующей серии может протекать параллельно со второй фазой разрушения породы зарядами предыдущей серии. Однако к моменту начала второй фазы разрушения породы последующей серии порода предыдущей серии должна начать отходить, то есть к этому моменту должны быть созданы условия, аналогичные наличию дополнительной обнаженной поверхности, а время замедления должно быть равно продолжительности второй фазы разрушения породы.

При таком замедлении каждая последующая серия зарядов ВВ взрывается еще в породе, имеющей статические напряжения от взрывов зарядов предыдущей серии, и процесс зарождения трещин, их развитие и расширение протекает практически одновременно. В породах слабых и средней крепости первая фаза составляет около 30 % времени разрушения породы взрывом [8, 15, 16].

На основании экспериментальных исследований по определению оптимального замедления при короткозамедленном взрывании можно сделать вывод, что величина оптимального замедления в различных условиях взрывания неодинакова и имеет прямую связь с продолжительностью процесса разрушения породы взрывом. В породах крепких время замедления равно времени разрушения породы в глубине массива, в породах средней крепости и слабых время замедления меньше, чем продолжительность разрушения породы взрывом, и оно зависит от величины заряда ВВ и глубины шпура.

С другой стороны, продолжительность разрушения породы при взрыве складывается из суммы времени зарождения и распространения в породном массиве трещин под воздействием давления газов взрыва, и увеличение объема разрушения породы происходит только во второй фазе разрушения. Если рассматривать процесс разрушения породы при короткозамедленном взрывании в динамике, то вполне возможно

допущение, что первая фаза разрушения породы последующего взрыва может протекать одновременно со второй фазой разрушения породы от взрыва предыдущего заряда ВВ. Отсюда величина замедления между взрывами зарядов ВВ может быть меньше продолжительности полного разрушения породы, но к началу второй фазы разрушения породы данной серии порода предыдущей серии должна отходить от породного массива и не препятствовать развитию второй фазы разрушения, и к этому времени должны быть созданы условия аналогичные наличию дополнительных обнаженных поверхностей.

При замедлении, равном продолжительности второй фазы разрушения породы, каждый последующий взрыв воздействует на породу, находящуюся еще в напряженном состоянии от предыдущего взрыва, и взрывная волна следующего взрыва еще может пройти в породу предыдущей серии, находящуюся в состоянии второй фазы разрушения, и способствовать дополнительному дроблению этой породы. При таких малых замедлениях возможно вторичное дробление породы за счет столкновения разлетающихся масс при пересечении траекторий полета [17].

При взрывании с замедлениями меньшими продолжительности второй фазы разрушения взрыв носит характер мгновенного, порода предыдущих серий будет препятствовать увеличению объема и сдвигению породы последующих серий. С увеличением интервала замедления до величины, обеспечивающей полное формирование дополнительных обнаженных поверхностей, происходит возврат к обычному замедленному взрыванию, так как по времени формирования обнаженных поверхностей в породном массиве динамические и статистические напряжения или исчезают полностью, или имеют незначительную величину. При этом увеличивается разброс взорванной породы, и наблюдается более значительное у забоя скопление газообразных продуктов взрыва, чем при обычном замедленном взрывании. Таким образом, величина интервала замедления в каждом случае взрывания тесно связана с продолжительностью процесса разрушения породы взрывом.

В целях снижения потребных интервалов замедления у электродетонаторов короткозамедленного действия необходимо разрабатывать типовые параметры буровзрывных работ, обеспечивающие высокую эффективность как буровзрывного цикла, так и всего горнопроходческого цикла, а также устанавливать оптимальные величины замедлений для электродетонаторов.

Как уже было отмечено ранее, продолжительность процесса разрушения породного массива зависит от свойств самой породы, величины заряда и свойств применяемых ВВ, а также от величины линии наименьшего сопротивления. Чтобы сделать способ короткозамедленного взрывания более гибким для всех условий взрывания, необходимо иметь большее число ступеней и интервалов замедления, так как в практике проведения горных выработок применяются параметры взрывных работ, требующие различных интервалов замедления.

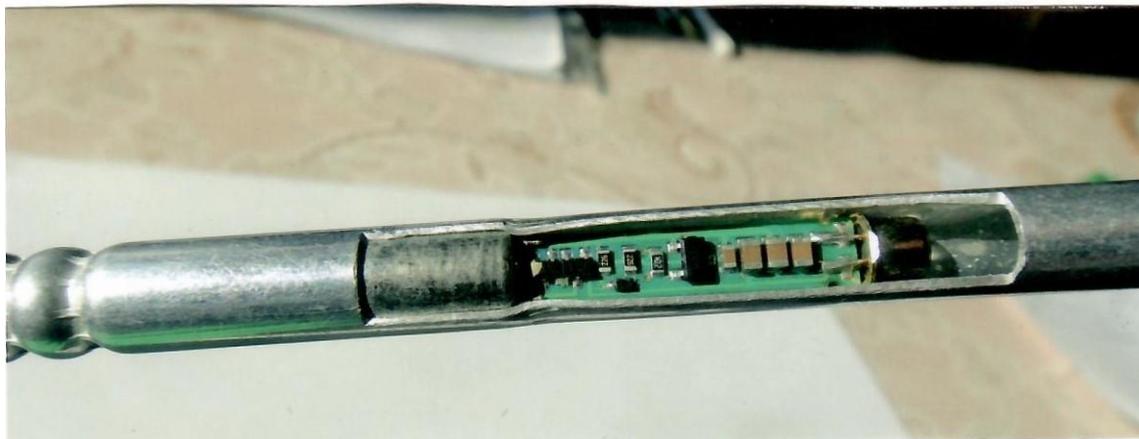


Рисунок. Капсюль-детонатор неэлектрической системы взрыва (СИНВ)
Figure. Non-electric firing system (SINV) primer-detonator

Такие условия взрывания можно осуществлять при использовании неэлектрической системы взрывания (СИНВ), устройства которой (рисунок) служат для трансляции иницирующего сигнала и иницирования боевиков шпуровых зарядов ВВ с заданной временной задержкой широкого диапазона замедления от 0 до 10000 миллисекунд [17].

Капсюль-детонатор представляет собой гильзу из алюминиевого сплава или стали с томпаковым покрытием, внутри которой размещена микросхема, обеспечивающая управление срабатывания замедлительного элемента, иницирующего элемента и основного заряда ВВ. К корпусу детонатора присоединена ударно-волновая трубка (УВТ), которая представляет собой пластиковую трубку, состоящую из нескольких слоев, наружный диаметр равен 3,5 мм. На внутреннюю поверхность трубки нанесен слой взрывчатого материала в количестве 20 мг на 1 м, зажигание которого иницирующим импульсом приводит к образованию устойчивого процесса, распространяющегося внутри трубки со скоростью 2000 м/с, а трубка остается неповрежденной [17–19].

Применение системы СИНВ предназначено для открытых горных работ и для подземных взрывных работ, они могут использоваться в угольных и рудных шахтах, не опасных по газу и пыли (II категории). Но схема монтажа взрывных сетей более сложна – ударно-волновые трубки, выходящие из шпуров, монтируются одновременно с помощью детонирующих шпуров или от устройства СИНВ мгновенного действия и при большом количестве УВТ собираются в пучки и обвязываются двойной петлей детонирующего шнура. Число УВТ в одном пучке (связке) может составлять 15 штук. Все узлы детонирующего шнура (ДШ) соединяют в одну взрывную сеть и ини-

цируются детонатором, однако такой способ взрывания ведет к увеличению количества взрываемого ДШ в забое, повышает риск подбоя волноводов, приводящего к отказам. При таком способе соединения пучков необходимо выдерживать расстояние до активных частей УВТ более 20 см, учитывая, что скорость детонации ДШ более чем в 3 раза выше скорости распространения процесса в УВТ [20, 21].

Учитывая сложность управления энергией взрыва, необходимо в каждом конкретном случае выбирать оптимальные параметры буровзрывных работ, но иногда, пытаясь решить обратную задачу, стараюсь подогнать все условия взрывания под интервал замедления. Но не всегда этого удается достичь из-за ограниченной возможности варьирования глубиной шпуров и величиной зарядов ВВ.

Заключение

Эффективность взрывных работ при проведении горных выработок, как уже было отмечено ранее, в целом по забою зависит от формы, объема и четкости проработки врубовой полости, и для конкретных условий взрывания существуют свои оптимальные объемы врубов, обеспечивающие наиболее высокие показатели взрывных работ. Учет энергетических характеристик взрывчатого вещества, объемного положения шпуровых зарядов относительно систем естественной трещиноватости среды наряду с крепостью горных пород, сечением горных выработок и глубиной заложения взрывных зарядов позволяет добиться оптимальных результатов. В основу расчета удельного заряда взрывчатого вещества должны быть заложены особенности действия взрыва в условиях значительного зажима в трещиноватой среде.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Масаев Ю.А., Масаев В.Ю. Исследование условий формирования зон трещинообразования в породном массиве при сооружении горных выработок с применением взрывных работ // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2020. – № 1. – С. 17–22.
2. Першин В.В., Масаев Ю.А., Мильбергер Н.В. Исследование закономерностей формирования импульса давления в зарядной полости // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2015. – № 1. – С. 93–102.
3. Experimental study of rock fragmentation under different stemming conditions in model blasting / Zhang Zong-Xian, Qiao Yang, Chi Li Yuan, Hou De-Feng // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2021. – № 143. URL:

- https://www.researchgate.net/publication/351266679_Experimental_study_of_rock_fragmentation_under_different_stemming_conditions_in_model_blasting (дата обращения: 12.02.2021).
4. Масловский А.Н., Лукьянов А.Н. Актуальность буровзрывных работ с прямыми врубами при проведении горизонтальных горно-разведочных выработок с влиянием геолого-структурных особенностей массива // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 166–172.
 5. Sarkar K., Singh T.N., Reddy D.V. Prediction of strength parameters by dynamic wave // Int J Earth Sci Eng – 2009. – № 2 (1). – P. 12–19.
 6. Saikat Kuilia, Vedala Rama Sastry. A numerical modelling approach to assess the behaviour of underground cavern subjected to blast loads // International Journal of Mining Science and Technology. – 2018. – № 28. – P. 975–983.
 7. Григорьевский И. Использование ГГИС при проектировании буровзрывных работ на открытых горных работах // Золото и технологии. – 2018. – № 2 (40). – С. 50–53.
 8. Масаев Ю.А., Карасев В.А., Саяпин В.В. Новые средства инициирования промышленных зарядов ВВ // Безопасность жизнедеятельности предприятий в промышленно развитых регионах: VIII Международная научно-практическая конференция. – Кемерово: КузГТУ, 2009. – С. 173–175.
 9. Масаев Ю.А., Доманов В.П. Электродетонаторы с электронным замедлением. Опыт промышленного применения // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2010. – № 2. – С. 102–106.
 10. Isheyskiy V., Sanchidrián J.A. Prospects of applying MWD technology for quality management of drilling and blasting operations at mining enterprises // Minerals. – 2020. – № 10. DOI: <https://doi.org/10.3390/min10100925>
 11. Лукьянов В.Г., Комашенко В.Н., Шмурыгин В.А. Взрывные работы. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 404 с.
 12. Взрывоопасность газа при подземной добыче угля в Кузбассе / Е.А. Козловский, Г.Н. Шаров, А.Э. Конторович, Г.И. Грицко, Ф.А. Кузнецов, М.В. Курленя, В.А. Ковалев, В.И. Ростовцев, И.М. Белозеров, В.А. Черноок, В.А. Минин, Н.Ю. Вашлаева // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2018. – Т. 5. – № 1. – С. 76–82.
 13. Методы ведения взрывных работ. Специальные взрывные работы / М.И. Ганопольский, В.Л. Барон, В.А. Белин, В.В. Пулков, В.И. Сивенков. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2007. – 563 с.
 14. Перепечев И.Ф., Кравченко А.Н., Баширов А.В. Совершенствование буровзрывных работ в карьерах объединения // Горный журнал. – 2014. – № 6. – С. 28–31.
 15. Обоснование параметров буровзрывной подготовки руд к подземному блочному выщелачиванию / В.И. Ляшенко, О.Е. Хоменко, Б.Н. Андреев, В.И. Голик // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2021. – № 3. – С. 58–71.
 16. Velocity amplification of seismic waves through parallel fractures near a free surface in fractured rock: a theoretical study / Ping Zhang, Ering Nordlund, Graham Swan, Changping Yi // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2019. – № 52. – P. 199–213.
 17. Андреев В.В., Тимошин И.В. Особенности взрывания неэлектрической системой СИИВ // Взрывное дело. – 2007. – № 97/54. – С. 131–134. URL: https://sbornikvd.ru/vd_09754/index.html (дата обращения: 12.02.2021).
 18. Реализация программы проведения экспериментальных взрывов в филиалах АО «УК «Кузбассразрезуголь» на период 2020–2021 гг. / С.В. Котин, Д.М. Пархоменко, В.В. Пронин, А.В. Бервин // Горная Промышленность. – 2020. – № 5. – С. 44–46.
 19. Alaattin Sakcali, Huseyin Yavuz, Halim Cevizci. Developing a computer software and an android application for bench blasting // 6th International Conference on Computer Applications in the Minerals Industries (CAMI 2016). – Istanbul, Turkey, 5–7 October 2016. URL: https://www.researchgate.net/publication/309291969_Developing_a_Computer_Software_and_an_Android_Application_For_Bench_Blasting (дата обращения: 12.02.2021).
 20. Во-Hyun Kim, Mark K. Larson, Heather E. Lawson. Applying robust design to study the effects of stratigraphic characteristics on brittle failure and bump potential in a coal mine // International Journal of Mining Science and Technology. – 2018. – № 28. – P. 137–144.
 21. Уразаев Б., Исагулов С.Т. Роль буровзрывных работ при формировании качества руд и безопасности горных работ // Дальневосточная весна – 2020: материалы 18-й Международной научно-практической конференции по проблемам экологии и безопасности. – Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВО «КнАГУ», 2020. – С. 110–112.

Поступила: 17.03.2021 г.

Информация об авторах

Масаев Ю.А., кандидат технических наук, профессор кафедры строительства подземных сооружений и шахт Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева.

Масаев В.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры строительства подземных сооружений и шахт Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева.

Дрозденко Ю.В., кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой строительства подземных сооружений и шахт Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева; доцент филиала Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева в г. Прокопьевске.

Аксенова О.Ю., кандидат технических наук, доцент, заведующая кафедрой начертательной геометрии и графики Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева.

UDC 622.235.5

CONDITIONS OF STRESS WAVE FORMATION DURING BLASTING OF BOREHOLE CHARGES AND THEIR INFLUENCE ON ROCK FRACTURE QUALITY

Yuriy A. Masaev¹,
myua.spssh@kuzstu.ru

Vladislav Yu. Masaev¹,
masaevvu@kuzstu.ru

Yuriy V. Drozdenko^{1,2},
duv.gmik@kuzstu.ru

Olesya Yu. Aksenova¹,
aka.gp061@kuzstu.ru

¹ T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University,
28, Vesennaya street, Kemerovo, 650000, Russia.

² Branch of T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University in Prokopyevsk,
19a, Nogradskaya street, Prokopyevsk, 650000, Russia.

The relevance. Explosive mining requires destroying rocks that lie at different depths in different mining and geological conditions and have different physical and technical properties. Explosion of explosive blast charges generates stress waves and pressure of explosion products, which have different effects on rocks of different hardness and to improve their action, explosive blast charges must be blasted with different deceleration.

The main aim of the research is to take into account the energy characteristics of explosives, the position of borehole charges relative to the natural fracturing of the rock to improve the quality of fracture of blasted rock.

Objects: underground construction facilities, coal and ore mines, mining enterprises for open-pit and underground mining.

Methods. To achieve this goal, we used field studies to establish the dependence of rock fracture quality on the operating time of bore charges, as well as analytical studies that allowed us to determine the values of the limiting radii of expansion of the charge cavity for some types of explosives.

Results. The results of the research are a more complete accounting of energy characteristics of explosives, the optimal volumetric position of borehole charges in relation to systems of natural fracturing of the environment, their correlation with the hardness of rocks, the cross section of mine workings and the depth of placing explosives charges, leading to creation of rational volumes of cuts, providing the highest performance blasting operations.

Key words:

Stress waves, explosive detonation, fracturing, fractured boreholes, short deceleration, borehole utilization factor, non-electric initiation system, primer-detonator.

REFERENCES

- Masaev Yu.A., Masaev V.Yu. Study of the conditions for forming zones crack formation in the rock mass at construction of mine workings with the use of blasting. *Industrial safety*, 2020, no. 1, pp. 17–22. In Rus.
- Pershin V.V., Masaev Yu.A., Milberger N.V. Investigation of the regularities of the formation of a pressure pulse in the charging cavity. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Gorny zhurnal*, 2015, no. 1, pp. 93–102. In Rus.
- Zhang Zong-Xian, Qiao Yang, Chi Li Yuan, Hou De-Feng. Experimental study of rock fragmentation under different stemming conditions in model blasting. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2021, no. 143. Available at: https://www.researchgate.net/publication/351266679_Experimental_study_of_rock_fragmentation_under_different_stemming_conditions_in_model_blasting (accessed: 12 February 2021).
- Maslovsky A.N., Lukyanov A.N. Relevance of drilling and blasting operations with direct cuts when carrying out horizontal rock and exploration excavations with influence of geological and structural features of the rock massif. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 325, no. 1, pp. 166–172. In Rus.
- Sarkar K., Singh T.N., Reddy D.V. Prediction of strength parameters by dynamic wave. *Int J Earth Sci Eng.*, 2009, no. 2 (1), pp. 12–19.
- Saikat Kuilia, Vedala Rama Sastry. A numerical modelling approach to assess the behaviour of underground cavern subjected to blast loads. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2018, no. 28, pp. 975–983.
- Grigorovskiy I. Using GGIS in the design of drilling and blasting operations in open pit mining. *Zoloto i tekhnologii*, 2018, no. 2 (40), pp. 50–53. In Rus.
- Masaev Yu.A., Karasev V.A., Sayapin V.V. Novye sredstva initsirovaniya promyshlennykh zaryadov VV [New means of initiation of industrial explosive charges]. *VIII Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Bezopasnost zhiznedeyatelnosti predpriyatii v promyshlenno razvitykh regionakh* [VIII International scientific and practical conference. Safety of life of enterprises in industrially developed regions]. Kemerovo, KuzGTU Publ., 2009. pp. 173–175.
- Masaev Yu.A., Domanov V.P. Electronic deceleration detonators. Industrial application experience. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*, 2010, no. 2, pp. 102–106. In Rus.
- Isheyskiy V., Sanchidrián J.A. Prospects of applying MWD technology for quality management of drilling and blasting operations at mining enterprises. *Minerals*, 2020, no. 10. DOI: <https://doi.org/10.3390/min10100925>
- Lukyanov V.G., Komashchenko V.N., Shmurygin V.A. *Vzryvnye raboty* [Imploding works]. Tomsk, TPU Publ., 2008. 404 p.
- Kozlovskiy E.A., Sharov G.N., Kontorovich A.E., Gritsko G.I., Kuznetsov F.A., Kurlenya M.V., Kovalev V.A., Rostovtsev V.I., Belozherov I.M., Chernook V.A., Minin V.A., Vashlayeva N.Yu. Explosion hazard of gas in underground coal mining in Kuzbass.

- Fundamentalnye i prikladnye voprosy gornykh nauk*, 2018, vol. 5, no. 1, pp. 76–82. In Rus.
13. Ganopolsky M.I., Baron V.L., Belin V.A., Pupkov V.V., Sivenkov V.I. Metody vedeniya vzryvnykh rabot. Spetsialnye vzryvnye raboty [Blasting techniques. Special blasting operations]. Moscow, MSMU Publ., 2007. 563 p.
 14. Perepechaev I.F., Kravchenko A.N., Bashirov A.V. Improvement of drilling and blasting operations in the quarries of the association. *Gorny zhurnal*, 2014, no. 6, pp. 28–31. In Rus.
 15. Lyashenko V.I., Khomenko O.E., Andreyev B.N., Golik V.I. Justification of drill and blast pattern designs for ore treatment before in-situ leaching. *Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2021, no. 3, pp. 58–71. In Rus.
 16. Ping Zhang, Ering Nordlund, Graham Swan, Changping Yi. Velocity amplification of seismic waves through parallel fractures near a free surface in fractured rock: a theoretical study. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2019, no. 52, pp. 199–213.
 17. Andreyev V.V., Timoshin I.V. Osobennosti vzryvaniya neelektricheskoy sistemoy SINV [Features of blasting by a non-electric system of SINV]. *Explosion technology*, 2007, no. 97/54, pp. 131–134. Available at: https://sbornikvd.ru/vd_09754/index.html (accessed 12 February 2021).
 18. Kotin S.V., Parkhomenko D.M., Pronin V.V., Bervin A.V. Implementation of the program for conducting experimental explosions in the branches of JSC MC Kuzbassrazrezugol for the period 2020–2021. *Russian mining industry*, 2020, no. 5, pp. 44–46. In Rus.
 19. Alaattin Sakcali, Huseyin Yavuz, Halim Cevizci. Developing a computer software and an android application for bench blasting. *6th International Conference on Computer Applications in the Minerals Industries (CAMI 2016)*. Istanbul, Turkey, 5–7 October 2016. Available at: https://www.researchgate.net/publication/309291969_Developing_a_Computer_Software_and_an_Android_Application_For_Bench_Blasting (accessed: 12 February 2021).
 20. Bo-Hyun Kim, Mark K. Larson, Heather E. Lawson. Applying robust design to study the effects of stratigraphic characteristics on brittle failure and bump potential in a coal mine. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2018, no. 28, pp. 137–144.
 21. Urazaev B., Isagulov S.T. Rol burovzryvnykh rabot pri formirovani kachestva rud i bezopasnosti gornykh rabot [The role of drilling and blasting operations in the formation of the quality of ores and the safety of mining operations]. *Dalnevostochnaya vesna – 2020: materialy 18-y Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii po problemam ekologii i bezopasnosti* [Far Eastern Spring – 2020: materials of the 18th International Scientific and Practical Conference on Ecology and Safety]. Komsomolsk-on-Amur, KnASU Publ., 2020. pp. 110–112.

Received: 17 March 2021.

Information about the authors

Yuriy A. Masaev, Cand. Sc., associate professor, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University.

Vladislav Yu. Masaev, Cand. Sc., associate professor, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University.

Yuriy V. Drozdenko, Cand. Sc., head of Construction of Underground Structures and Mines Department, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University; associate professor, Branch of T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University in Prokopyevsk.

Olesya Y. Aksenova, Cand. Sc., head of Descriptive Geometry and Graphics Department, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University.

УДК 622.276

ИЗУЧЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ В ПРЕДЕЛАХ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Мартюшев Дмитрий Александрович¹,
martyushevd@inbox.ru

Галкин Владислав Игнатьевич¹,
vgalkin@pstu.ru

Пonomарева Инна Николаевна¹,
ponomarevain@pstu.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность исследования. В настоящее время значительные объемы нефти добываются при разработке залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам. Наличие в пределах таких залежей различных видов пустотности является фактором, осложняющим процессы выработки запасов. Изучение особенностей геологического строения и закономерностей разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах является первоочередной задачей, решение которой позволит принять обоснованные действия по управлению такими активами. Одним из основных вопросов, крайне низко освещенных в научной литературе, является изучение вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости карбонатного коллектора и их распределения в пределах залежи.

Цель работы: исследование закономерностей пространственного распределения вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора в пределах карбонатного рифового резервуара и их влияние на приток и выработку запасов нефти.

Объект: сложнопостроенный карбонатный рифовый резервуар – объекта разработки одного из нефтяных месторождений севера Пермского края.

Методы: геолого-промысловые и гидродинамические исследования, методы математического моделирования.

Результаты. Специально выполненная интерпретация гидродинамических исследований скважин, эксплуатирующих карбонатную залежь одного из месторождений Пермского края, позволила получить информацию о значениях проницаемости коллектора с учетом ее составляющих, а также установить факт аномально высоких значений для некоторых скважин. Для комплексного учета вероятности повышенной проницаемости коллектора в пределах рассматриваемой залежи с учетом вертикальной и горизонтальной составляющих предложен специальный параметр $R_{\text{компл}}$. Данный критерий позволяет обоснованно дифференцировать коллектор в пределах залежи на условно высоко- и низкопроницаемый. Построена схема распределения комплексного показателя по площади залежи, на основании чего в пределах залежи выделены зоны с повышенной проницаемостью коллектора и спецификой в реализации процессов выработки запасов. Выполненная дифференциация коллекторов позволила обоснованно подойти к проблеме исследования и моделирования притока жидкости. Разработаны многомерные математические модели, позволяющие не только с высокой степенью достоверности прогнозировать дебиты жидкости, но и установить закономерности притока индивидуально для выделенных зон коллекторов. Так, установлено, что в зоне повышенной проницаемости течение соответствует трехмерной сферическирадиальной модели, на дебит жидкости оказывают влияние как горизонтальная, так и вертикальная составляющая проницаемости коллектора. В зонах условно пониженной проницаемости фильтрация соответствует двумерной плоскорадиальной модели, на величину дебита жидкости, помимо прочих геолого-технологических показателей, оказывает влияние только горизонтальная составляющая проницаемости.

Ключевые слова:

Анизотропия проницаемости, вертикальная проницаемость, трещиноватость коллектора, приток жидкости, выработка запасов нефти, геолого-промысловые данные, карбонатный резервуар.

Введение

Доля углеводородного сырья, добываемого из карбонатных коллекторов, в настоящее время является весьма значительной, что обуславливает необходимость детального изучения как геологического строения залежей нефти и газа, представленных такими коллекторами, так и закономерностей реализации всех технологических процессов выработки их запасов. В отличие от однородных пористых сред, карбонатные коллектора часто характеризуются структурами разномасштабной пористости, включая пористую матрицу, естественные трещины и карстифицированные полости. Сосуществование фильтрации в пористой и трещинной средах, а также их связь с де-

формационными процессами обуславливает сложность моделирования всех процессов, происходящих в карбонатных коллекторах [1].

На данный момент известны несколько моделей для изучения потока жидкости в трещинных средах, таких как модель эквивалентного континуума, модель тройного континуума [2–4] и дискретная модель трещины-каверны [5, 6]. Эквивалентная модель континуума рассматривает систему как единую эффективную среду. Подходы апскейлинга, такие как теория гомогенизации и метод объемного усреднения, обычно используются для получения эффективных тензоров анизотропной проницаемости. Преимуществом такой эквивалентной модели континуума является простое требование данных и высокая вычислитель-

ная эффективность, но взаимодействие между матрицей и трещинами значительно упрощается за счет использования эквивалентных параметров. Модель тройного континуума характеризует трещиновато-карстовую среду, однако из-за упрощения конфигурации пористая среда – трещина данная модель не очень хорошо подходит для моделирования небольшого числа крупномасштабных трещин, которые могут доминировать в потоке. Чтобы преодолеть ограничения этих моделей разработана дискретная модель трещины-каверны для их явного моделирования. В этом методе закон Дарси применяется для решения течения в пористой среде и трещинах, а уравнения Навье–Стокса используются для анализа свободного течения в кавернах. Тем не менее большинство дискретных моделей трещины-каверны сфокусированы на однофазном потоке, включающем простую геометрию пустотного пространства.

Наличие в карбонатных коллекторах нескольких видов пустотности является одной из преобладающих причин сложностей в распределении фильтрационных характеристик (проницаемости) в пределах залежи [7]. Изучению фильтрационных свойств карбонатных коллекторов и оценке их влияния на продуктивные и добычные характеристики скважин посвящено значительное количество российских [8–11] и зарубежных [12–15] исследований, однако в основном в ходе таких исследований не выполняется дифференциация проницаемости на горизонтальную ($k_{гор}$) и вертикальную ($k_{верт}$) составляющие и не учитывается так называемая анизотропия проницаемости, которая, очевидно, может оказывать существенное влияние на закономерности реализации процессов выработки запасов [16].

Таким образом, проблемы достоверной оценки вертикальной и горизонтальной проницаемостей, особенно применительно к сложнопостроенным карбонатным резервуарам, и исследование их влияния на закономерности реализации технологических процессов выработки запасов являются актуальными для теории и практики разработки месторождений углеводородов [17–22]. Кроме того, несомненный интерес представляет изучение возможных закономерностей пространственного размещения зон с выраженной анизотропией проницаемости в пределах залежи.

В настоящей статье приводятся результаты исследований, направленных на изучение закономерностей изменения вертикальной и горизонтальной проницаемостей и их влияния на выработку запасов на примере карбонатного рифового резервуара – объекта разработки одного из нефтяных месторождений севера Пермского края.

Выбор данного объекта обусловлен наличием значительного количества (более 200) высокоинформативных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Полученные в ходе данных исследований кривые восстановления давления/уровня (КВД/КВУ) обработаны с определением горизонтальной и вертикальной проницаемостей в соответствии с методикой [23, 24], достоверность которой подтверждена высо-

кой сходимостью с результатами других исследований (ориентированный керн, геофизические исследования).

Исследование закономерностей изменения вертикальной и горизонтальной проницаемостей инструментами математической статистики

Для решения поставленной задачи привлечены данные специально выполненной интерпретации кривых восстановления давления (уровня) с определением вертикальной ($k_{верт}$) и горизонтальной ($k_{гор}$) составляющих проницаемости коллектора, а также дополнительная геолого-промысловая информация, в том числе: дебит жидкости ($Q_{ж}$), толщина пласта (h), глубина вскрытого интервала ($H_{вск}$), обводненность (W), газовый фактор ($\Gamma_{ф}$), коэффициент пористости ($k_{пор}$), вязкость нефти (μ), объемный коэффициент нефти (b), затрубное давление ($P_{затр}$), пластовое давление ($P_{пл}$), забойное давление ($P_{заб}$) и скин-фактор (S). Следует отметить, что все промысловые данные характеризуют период эксплуатации скважин, в который проведены ГДИС с определением вертикальной и горизонтальной проницаемостей.

На первом этапе проведенного исследования выполнена оценка влияния геологических факторов на значения горизонтальной и вертикальной проницаемости. При этом предполагается, что фактором, учитывающим влияние степени катагенеза, следует считать глубину вскрытого интервала пласта, а условия осадконакопления – его толщину и пористость. Для оценки обозначенного влияния построены поля корреляции между вычисленными составляющими проницаемости и геологическими факторами. Анализ построенных полей показал наличие различных видов соотношений. В целом в ходе анализа корреляционных полей установлен весьма значительный диапазон изменения как вертикальной, так и горизонтальной составляющих проницаемости коллектора в пределах залежи, особенно на разных глубинах. По данным визуального анализа корреляционных полей выборка условно разделена на два класса с границей $0,4 \text{ мкм}^2$, при этом для каждого из классов характерны индивидуальные соотношения между исследуемыми параметрами.

Кроме того, в ходе предварительного анализа установлено, что для некоторых скважин характерны величины проницаемости коллектора в зонах дренирования, в несколько раз превышающие принятое при проектировании разработки средневзвешенное значение. Например, для скв. 162 вертикальная проницаемость составляет $0,066 \text{ мкм}^2$, горизонтальная – $0,301 \text{ мкм}^2$, при этом в проектном документе обосновано средневзвешенное значение, составляющее $0,039 \text{ мкм}^2$.

Установленная закономерность свидетельствует о вероятном наличии в пределах залежи зоны с повышенными значениями фильтрационных свойств. Причем повышенные значения проницаемости характерны как для вертикальной, как и для горизонталь-

ной ее составляющих. Для детального изучения установленной закономерности выполнены специальные исследования.

Для удобства исследований использован вероятностный подход, который позволяет приводить промысловые данные из разных единиц измерения и диапазонов изменения к единой системе и сравнивать их вклад в результирующее значение вертикальной и горизонтальной проницаемости.

На первом этапе построены индивидуальные модели прогноза вероятности аномально высокой проницаемости коллектора для каждого из геолого-промысловых показателей. Методика построения таких индивидуальных моделей подробно изложена в работах [25, 26]. В качестве примера представлено построение индивидуальной модели прогноза повышенной проницаемости по известному значению толщины пласта.

С этой целью исследованы плотности распределения в пределах двух изучаемых классов. К классу 1 отнесены данные (общее количество $n_1=17$), для которых характерны значения проницаемости, превышающие $0,4 \text{ мкм}^2$; к классу 2 ($n_2=127$) – менее $0,4 \text{ мкм}^2$ (граница в $0,4 \text{ мкм}^2$ обоснована в ходе ранее выполненного анализа корреляционных полей).

В соответствии с методикой [25], на первом этапе разработки индивидуальных вероятностных моделей для классов 1 и 2 построены гистограммы. Оптимальные величины интервалов значений h вычислены по формуле Стерджесса. С целью исследования соотношений доли объектов, которые попадают в различные интервалы варьирования h , выполнен интервальный анализ. Далее интервальные вероятности принадлежности к каждому классу сопоставлены со средними интервальными значениями $h_{\text{инт}}$. По величинам $P(h_{\text{инт}})$ и $h_{\text{инт}}$ вычислен парный коэффициент корреляции r и получено уравнение регрессии. Последующая корректировка построенных моделей выполнена из условия, что среднее значение вероятностей для 1 класса должно быть больше 0,5, а для 2 класса – меньше 0,5. Модели прогноза повышенных значений горизонтальной и вертикальной проницаемостей пласта по известной его толщине и области применения разработанных моделей представлены в таблице. Также в таблице представлены индивидуальные вероятностные модели, позволяющие прогнозировать повышенную проницаемость пласта по известным значениям глубины пласта и коэффициента пористости.

Таблица. Индивидуальные вероятностные модели прогноза значений горизонтальной и вертикальной проницаемостей пласта

Table. Individual probabilistic models for predicting the values of horizontal and vertical formation permeability

Показатели Indicators	$k_{\text{гор}} < 0,4 \text{ мкм}^2$ horizontal permeability less than 0,4 D	$k_{\text{гор}} > 0,4 \text{ мкм}^2$ horizontal permeability more than 0,4 D	Уравнение регрессии (верхняя строка); диапазон применения модели (нижняя строка) Regression equation (top row); range of application of the model (bottom line)	Критерии Criteria $\frac{t}{p}$
h , м formation thickness, m	$\frac{10,9 \pm 5,3}{0,455 \pm 0,088}$	$\frac{17,3 \pm 4,9}{0,552 \pm 0,091}$	$P(h) = 0,268 + 0,01748h$ 1,9 – 23,5 м	$\frac{-4,2306}{0,000042}$
$H_{\text{вск}}$, м penetrated interval depth, m	$\frac{2046,5 \pm 46,6}{0,448 \pm 0,084}$	$\frac{1977,1 \pm 59,4}{0,548 \pm 0,084}$	$P(H_{\text{вск}}) = 4,103 - 0,001786H_{\text{вск}}$ 1909 – 2114 м	$\frac{5,1520}{0,000001}$
$k_{\text{пор}}$, д. ед. porosity coefficient, fraction of units	$\frac{0,099 \pm 0,018}{0,498 \pm 0,005}$	$\frac{0,097 \pm 0,034}{0,501 \pm 0,012}$	$P(k_{\text{пор}}) = 0,466 + 0,33332k_{\text{пор}}$ 0,024 – 0,19 д. ед.	$\frac{-1,05264}{0,294293}$
Показатели Indicators	$k_{\text{верт}} < 0,4 \text{ мкм}^2$ vertical permeability less 0,4 D	$k_{\text{верт}} > 0,4 \text{ мкм}^2$ vertical permeability more 0,4 D	Уравнение регрессии (верхняя строка); диапазон применения модели (нижняя строка) Regression equation (top row); range of application of the model (bottom line)	Критерии Criteria $\frac{t}{p}$
h , м formation thickness, m	$\frac{10,6 \pm 5,1}{0,453 \pm 0,108}$	$\frac{15,5 \pm 5,7}{0,552 \pm 0,122}$	$P(h) = 0,230 + 0,02102h$ 1,9 – 23,5 м	$\frac{-4,40384}{0,000021}$
$H_{\text{вск}}$, м penetrated interval depth, m	$\frac{2045,6 \pm 47,5}{0,450 \pm 0,178}$	$\frac{2020,5 \pm 61,7}{0,547 \pm 0,228}$	$P(H_{\text{вск}}) = 8,234 - 0,003846H_{\text{вск}}$ 1909 – 2114 м	$\frac{2,37845}{0,018726}$
$k_{\text{пор}}$, д. ед. porosity coefficient, fraction of units	$\frac{0,100 \pm 0,020}{0,493 \pm 0,043}$	$\frac{0,093 \pm 0,020}{0,502 \pm 0,067}$	$P(k_{\text{пор}}) = 0,742 + 2,5001k_{\text{пор}}$ 0,024 – 0,19 д. ед.	$\frac{0,793775}{0,428651}$

Примечание: верхняя строка – средние значение показателей; нижняя строка – вероятность принадлежности к значениям.

Note: top line – average values of indicators; bottom line – probability of belonging to values.

Графические изображения полученных моделей, представляющие собой зависимости вероятности повышенной проницаемости коллектора от значений геологических параметров (толщины, глубины и пористости пласта), представлены на рис. 1.

Анализ представленных полей корреляции и уравнений регрессии показывает, что значения $k_{\text{гор}}$ и

$k_{\text{верт}}$ достаточно сильно коррелируются значениями вероятностей $P(h)$ и $P(H_{\text{вск}})$ и в меньшей степени зависят от $P(k_{\text{пор}})$. При этом стоит отметить, что между $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$ наблюдается значимая корреляция ($r=0,312$).

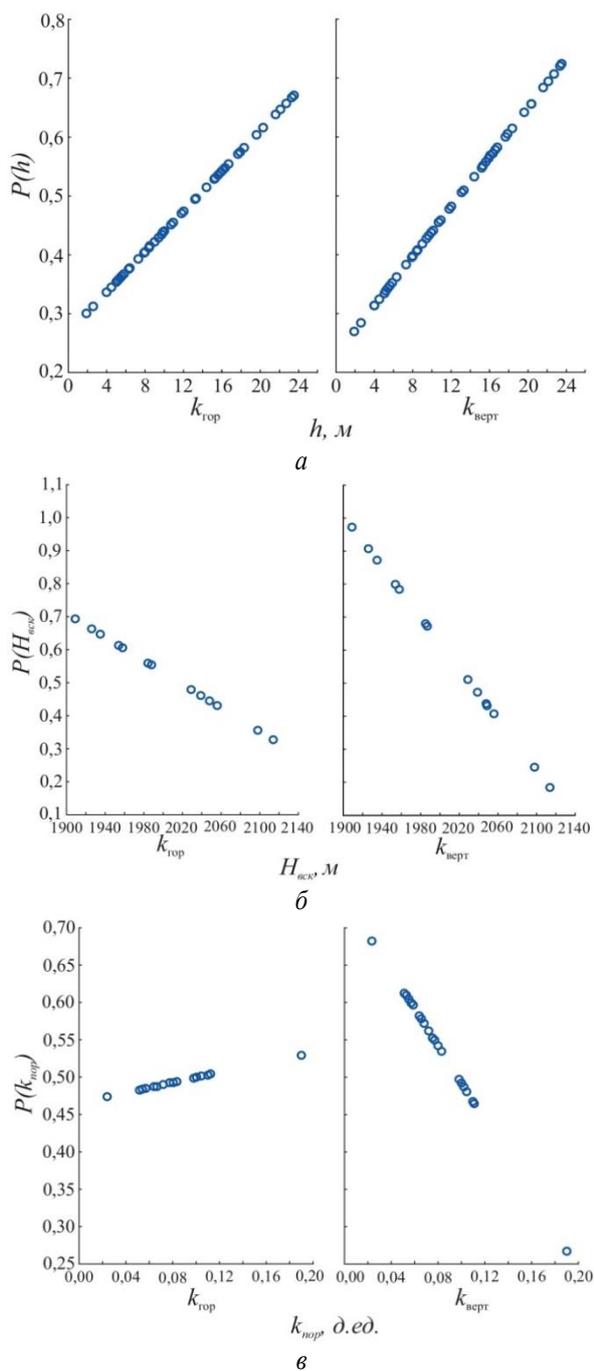


Рис. 1. Зависимости: а) $P(h)$ от h ; б) $P(H_{вск})$ от $H_{вск}$; в) $P(k_{гор})$ от $k_{гор}$ для $k_{гор}$ и $k_{верт}$

Fig. 1. Dependencies of: а) $P(h)$ on h ; б) $P(H)$ on H ; в) $P(k)$ on k , for horizontal and vertical components of permeability

С целью совместного использования индивидуальных вероятностных моделей предлагается так называемый комплексный критерий, который рассчитывается по формуле:

$$P_{комп} = \frac{\prod P_{ин}}{\prod P_{ин} + \prod (1 - P_{ин})},$$

где $P_{ин}$ – индивидуальные вероятности $P(h)$, $P(H_{вск})$ и $P(k_{гор})$ с учетом $k_{гор}$ и $k_{верт}$; \prod – произведение индивидуальных вероятностей.

Одним из основных преимуществ введенного критерия является возможность его использования с целью однозначного дифференцирования коллектора на условно высоко- и низкопроницаемый в двух направлениях всего по одному числовому значению $P_{комп}$.

Схема распределения комплексного критерия, характеризующего вероятность повышенных значений вертикальной и горизонтальной проницаемостей на площади рассматриваемой залежи, приведена на рис. 2.

Анализ представленной на рис. 2 схемы позволяет сделать вывод, что при $P_{комп} > 0,5$ вероятности повышенных значений вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора характерны для скважин, приуроченных преимущественно к литолого-фациальной зоне биогермного ядра. Установленная закономерность подчеркивает неслучайность повышенных значений и вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости коллектора. Для рассматриваемой в работе сложнопостроенной карбонатной залежи геологические условия являются фактором, влияние которого следует считать превалирующим и формирующим установленные закономерности распределения фильтрационных параметров. Поскольку фильтрационные параметры продуктивных пластов относят к критериям, во многом определяющим процессы разработки месторождений углеводородного сырья, представляется целесообразным также провести исследования по установлению возможных закономерностей выработки запасов из участков залежи с различными значениями фильтрационных свойств [27–35].

На первом этапе исследования закономерностей выработки запасов систематизированы данные по накопленной добыче нефти и воды по каждой скважине. С целью учета разной продолжительности истории эксплуатации скважин данные по накопленной добыче отнесены к времени работы каждой скважины после ввода из бурения. Полученный при этом параметр можно условно назвать среднегодовым темпом отбора нефти (воды) по скважине. Зависимость среднегодового темпа отбора от комплексного критерия, характеризующего вероятность повышенной проницаемости, представлена на рис. 3.

Из анализа данных, приведенных на рис. 3, следует, что между среднегодовыми значениями темпа отбора нефти и воды, а также комплексного показателя существует тесная корреляционная связь. Данные по скважинам, характеризующимся повышенными значениями комплексного показателя и приуроченным к фациальной зоне биогермного ядра рифа (рис. 2), выделены на диаграмме в отдельную область. Таким образом, промысловые данные – информация по накопленной добыче нефти и воды, подтверждают неслучайность установленного явления, заключающегося в наличии в пределах залежи зоны с повышенными значениями вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора, сформированной в определенных геологических условиях [36, 37].

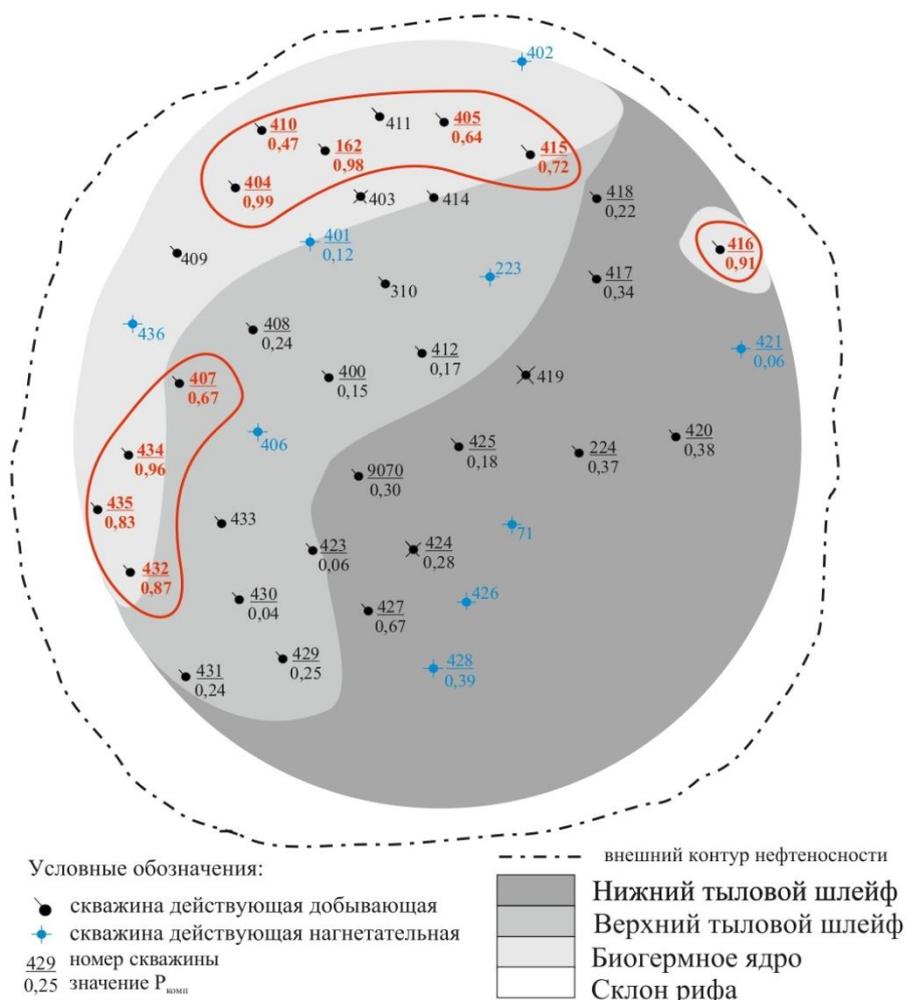


Рис. 2. Распределение средних значений $P_{\text{комп}}$ по нефтяной карбонатной залежи
Fig. 2. Distribution of the mean values of the complex criterion for the oil carbonate reservoir

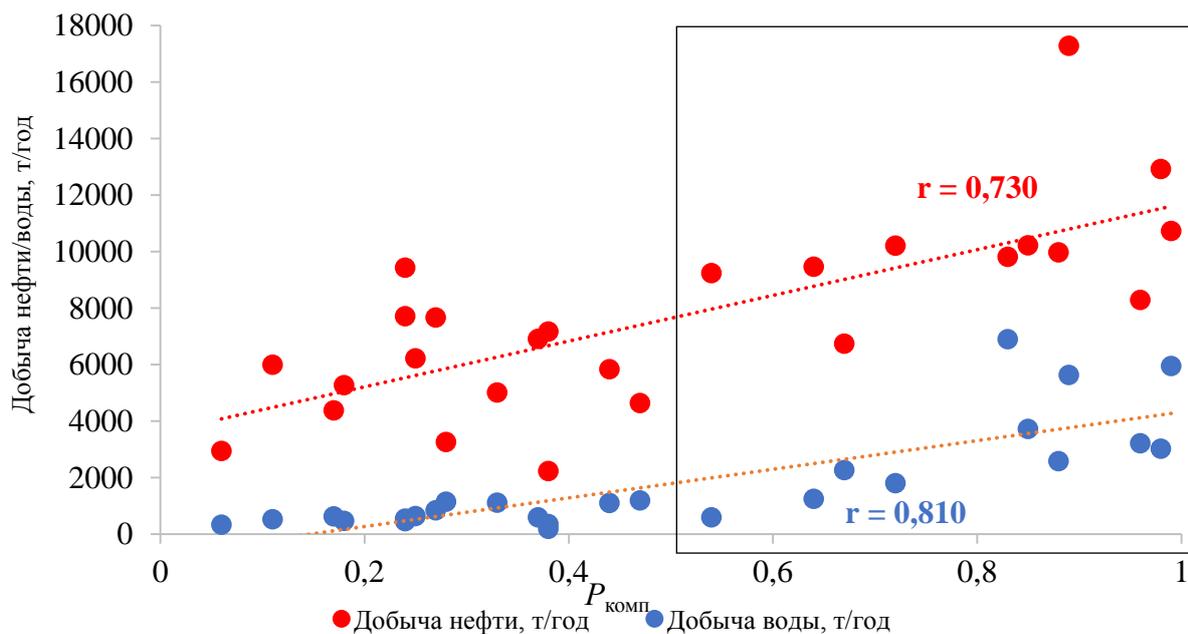


Рис. 3. Зависимость среднегодового темпа отбора нефти и воды от комплексного критерия
Fig. 3. Dependence of the average annual rate of oil and water extraction on a complex criterion

Для установления особенностей притока нефти к скважинам с учетом выделенных закономерностей распределения фильтрационных параметров геолого-промысловые данные по всем скважинам обработаны с использованием пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА) и в дальнейшем получена линейная дискриминантная функция (ЛДФ). В качестве классификатора при анализе использовано значение $P_{\text{комп}}$.

В результате реализации ПЛДА получена следующая ЛДФ:

$$Z = -0,050249\mu - 0,453963P_{\text{затр}} - 0,031121Q_{\text{ж}} + 1,826,$$

при $R = 0,351$, $\chi^2 = 18,485$, $p = 0,000349$. Значения χ^2 и p показывают, что полученная линейная дискриминантная функция является статистически значимой.

Анализ линейной дискриминантной функции позволяет сделать вывод, что выделенные по показателю $P_{\text{комп}}$ участки залежи характеризуются особыми условиями эксплуатации и притока нефти. То есть установленные ранее закономерности в распределении фильтрационных свойств подтверждены при обработке показателей эксплуатации скважин. Очевидно, критерий $P_{\text{комп}}$ следует использовать при моделировании притока жидкости или нефти в пределах рассматриваемой залежи.

Для моделирования притока жидкости ($Q_{\text{ж}}$) использован математический инструмент, успешно применяемый при решении многочисленных задач в области геологии, для которой характерна высокая степень неопределенности описываемой системы – многомерный пошаговый регрессионный анализ. Моделирование выполнено по двум сценариям. Первый сценарий подразумевает совместное рассмотрение всех данных и построение обобщенной модели определения дебита. Второй сценарий подразумевает дифференциацию коллектора по величине $P_{\text{комп}}$ на две группы: с высокой ($>0,5$) и низкой ($<0,5$) вероятностью повышенной проницаемости коллектора.

Модель $Q_{\text{ж}}^{\text{M0}}$, разработанная без дифференциации коллектора, имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M0}} = 20,493 + 8,68450k_{\text{гор}} + 1,21446P_{\text{пл}} + 1,21466k_{\text{гор}} + 0,800682k_{\text{верт}} - 0,244924S + 0,914247P_{\text{затр}}, \quad (1)$$

при $R = 0,641$, $p < 0,00000$, стандартная ошибка $10,99 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Всесторонний анализ любой многомерной математической модели должен включать не только оценку ее адекватности (достоверности) по статистическим критериям, но и перечень включенных показателей и их положение. Известно, что независимые переменные, включенные в многомерную модель, по сути являются факторами, оказывающими влияние на прогнозируемую величину, в данном случае – дебит жидкости. Также следует учитывать, что чем раньше независимая переменная включается в модель, тем больший вклад в формирование зависимого признака она вносит. Анализируя разработанную многомерную модель (1), можно сделать вывод, что и горизонталь-

ная, и вертикальная составляющие проницаемости оказывают влияние на величину дебита жидкости, однако влияние горизонтальной проницаемости более весомое. Остальные параметры, включенные в модель, и знаки перед ними также косвенно подчеркивают ее физичность.

Результаты моделирования по второму сценарию приведены ниже.

Модель $Q_{\text{ж}}^{\text{M1}}$, разработанная для условно повышенных значений проницаемости ($P_{\text{комп}} < 0,5$), имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M1}} = 8,035 + 6,064850k_{\text{гор}} + 0,557199P_{\text{пл}} + 0,904896k_{\text{верт}}, \quad (2)$$

при $R = 0,587$, $p < 0,00055$, стандартная ошибка $12,20 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Модель характеризуется достаточно высокой прогностической способностью. Независимые переменные, включенные в модель, а также знаки перед ними подчеркивают физичность полученного уравнения, то есть его непротиворечивость известным законам. Дебиты скважин формируются и вертикальной, и горизонтальной проницаемостями, но вклад горизонтальной проницаемости является более весомым.

Модель $Q_{\text{ж}}^{\text{M2}}$, разработанная для условно пониженных значений проницаемости ($P_{\text{комп}} < 0,5$), имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M2}} = -15,811 + 58,5908k_{\text{гор}} + 2,6306P_{\text{пл}} - 0,8204S - 1,0334P_{\text{заб}} + 1,3182P_{\text{затр}} - 0,443W, \quad (3)$$

при $R = 0,785$, $p < 0,00000$, стандартная ошибка $8,55 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Статистические оценки достоверности модели весьма высокие, перечень включенных независимых переменных также не противоречит физическому смыслу притока жидкости из пласта в скважину.

Анализируя модель (3), стоит обратить внимание на факт отсутствия вертикальной составляющей проницаемости в общем перечне включенных независимых переменных. Очевидно, что в зонах дренирования рассматриваемой залежи, для которых характерно значение комплексного показателя $P_{\text{комп}} < 0,5$ (участки с условно пониженной проницаемостью), приток из пласта формируется только горизонтальной составляющей проницаемости. В классической подземной гидромеханике такая фильтрация называется плоскорадиальной. Наличие в модели (2) двух составляющих проницаемости является признаком соответствия модели сферическирадиального (трехмерного) движения.

Таким образом, моделирование притока по второму сценарию, дифференцированное по показателю $P_{\text{комп}}$, позволило не только получить индивидуальные модели притока, но и обосновать различия в геометрии потока жидкости на различных участках рассматриваемой нефтяной залежи.

Заключение

Настоящая статья посвящена изучению закономерностей пространственного распределения вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости коллектора в пределах сложнопостроенного

рифового резервуара – залежи нефти одного из месторождений севера Пермского края.

Предварительный анализ результатов гидродинамических исследований скважин позволил установить факт наличия в пределах рассматриваемой залежи зон с аномально повышенными значениями и вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости коллектора.

Оригинальная математическая обработка данных по проницаемости коллектора с учетом составляющих, а также ряда геолого-промысловых информации, позволила разработать критерий, комплексно учитывающий вероятность повышенных значений проницаемости коллектора с учетом составляющих. Данный критерий позволяет обоснованно дифференцировать коллектор в пределах залежи на условно высоко- и низкопроницаемый.

Детальный анализ геолого-промысловых данных позволил доказать, что фактором, приводящим к формированию повышенных значений проницаемости, являются геологические условия осадконакопления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Numerical simulation of hydro-mechanical coupling in fractured vuggy porous media using the equivalent continuum model and embedded discrete fracture model / Xia Yan, Zhaoqin Huang, Jun Yao, Zhao Zhang, Piyang Liu, Yang Li, Dongyan Fan // *Advances in Water Resources*. – 2019. – V. 126. – P. 137–154. DOI: 10.1016/j.advwatres.2019.02.013
2. Anderson accelerated fixed-stress splitting schemes for consolidation of unsaturated porous media / J.W. Both, K. Kumara, J.M. Nordbotten, F.A. Radu // *Computers & Mathematics with Applications*. – 2019. – V. 77. – Iss. 6. – P. 1479–1502. DOI: 10.1016/j.camwa.2018.07.033
3. Saunik D., Ganis B., Wheeler M.F. A multiscale fixed stress split iterative scheme for coupled flow and poromechanics in deep subsurface reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 352. – P. 1–22. DOI: 10.1016/j.jpcp.2017.09.049
4. Kim J., Tchelepi H.A., Juanes R. Stability and convergence of sequential methods for coupled flow and geomechanics: Fixed-stress and fixed-strain splits // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. – 2011. – V. 200. – Iss. 13–16. – P. 1591–1606. DOI: 10.1016/j.cma.2010.12.022
5. Nanoscale confined multicomponent hydrocarbon thermodynamic phase behavior and multiphase transport ability in nanoporous material / Wenhui Song, Lijun Liu, Dongying Wang, Yang Li, Maša Prodanović, JunYao // *Chemical Engineering Journal*. – 2020. – V. 382. – 122974. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108349
6. Qi Zhang, Xia Yan, Jianli Shao Fluid flow through anisotropic and deformable double porosity media with ultra-low matrix permeability: a continuum framework // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 200. – 108349. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108349
7. Yang Li. Fluid flow law in fracture-vug carbonate reservoir // *Development Theories and Methods of Fracture-Vug Carbonate Reservoirs*. – 2017. – P. 283–351. DOI: 10.1016/B978-0-12-813246-3.00004-7
8. Абросимов А.А., Шеляго Е.В., Язынина И.В. Обоснование репрезентативного объема данных фильтрационно-емкостных свойств для получения статистически достоверных петрофизических связей // *Записки Горного института*. – 2018. – Т. 233. – С. 487–491. DOI: 10.31897/PMI.2018.5.487
9. Закиров Т.Р., Храменков М.Г. Моделирование двухфазных течений жидкостей в пористой среде в режиме доминирования капиллярных сил // *Георесурсы*. – 2020. – Т. 22. – № 1. – С. 4–12. DOI: 10.18599/grs.2020.1.4-12
10. Belhouche H. E., Benzagouta M. S., Dobbai A., Alquraishi A., Duplay J. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria // *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*. – 2021. – V. 33. – Iss. 2. – P. 136–145. DOI: 10.1016/j.jksues.2020.04.008
11. Ghareb Hamada, Veronique Joseph Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples // *Petroleum Research*. – 2020. – V. 5. – Iss. 4. – P. 326–338. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.07.001
12. Rueda Cordero J.A., Mejia Sanchez E.C., Roehl D. Integrated discrete fracture and dual porosity – dual permeability models for fluid flow in deformable fractured media // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 175. – P. 644–653. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.12.053
13. Vertically integrated dual-porosity and dual-permeability models for CO₂ sequestration in fractured geological formation / B. Guo, Y. Tao, K. Bandilla, M. Celia // *Energy Procedia*. – 2017. – V. 114. – P. 3343–3352. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1466
14. A novel connectivity-based hierarchical model for multi-scale fracture system in carbonate reservoir simulation / Ye Guo, Yu Liang, Junchao Li, Bin Gong // *Fuel*. – 2019. – V. 250. – P. 327–338. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.03.048
15. Sait I. Özkaya Fracture modeling from borehole image logs and water invasion in carbonate reservoirs with layer-bound fractures and fracture corridors // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 179. – P. 199–209. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.052
16. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели / Р.И. Ермеков, В.П. Меркулов, О.С. Чернова, М.О. Коровин // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 243. – С. 299–304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299
17. Гамес Ф. Исследование трещиноватости, моделирование и анализ неопределенностей карбонатного коллектора с включением динамических данных (Ближний Восток) // *Георесурсы*. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 154–157. DOI: 10.18599/grs.2018.3.154-157
18. Yijin Zeng, Shuheng Du, Xu Zhang, Baoping Zhang, Honglei Liu The crucial geometric distinctions of microfractures as the indispensable transportation channels in hydrocarbon-rich shale reservoir // *Energy Reports*. – 2020. – V. 6. – P. 2056–2065. DOI: 10.1016/j.egy.2020.07.004
19. Sina Lohras, Radzuan Junin Estimation of pore volumes to breakthrough number in limestone cores by derivation of an empirical model // *Petroleum Research*. – 2021. – V. 6. – Iss. 3. – P. 264–270. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.02.002
20. Fluid flow simulation and permeability computation in deformed porous carbonate grainstones / M. Zambrano, E. Tondi, L. Mancini, G. Lanzafame, F.X. Trias, F. Arzilli, M. Materazzi, S. Torrieri //

- Advances in Water Resources. – 2018. – V. 115. – P. 95–111. DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.02.016
21. Howarth V., Alves T.M. Fluid flow through carbonate platforms as evidence for deep-seated reservoirs in Northwest Australia // Marine Geology. – 2016. – V. 380. – P. 17–43. DOI: 10.1016/j.margeo.2016.06.011
 22. Consistent porosity–permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir / N. Ghadami, M.R. Rasaei, Sh. Hejri, A. Sajedian, Kh. Afsari // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – V. 131. – P. 58–69. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.017
 23. Martyushev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia // Petroleum Research. – 2021. – V. 6. – Iss.2. – P. 137–143. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.002
 24. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления / С.С. Черепанов, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 60–61.
 25. Галкин В.И., Растегаев А.В. О необходимости учета геолого-тектонических условий при подготовке структур к глубокому бурению сейсморазведкой // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2000. – Т. 2. – № 3. – С. 13–18.
 26. Zheng Zhao, Xiaoming Nia, Yunxing Cao, Yanxia Shi Application of fractal theory to predict the coal permeability of multi-scale pores and fractures // Energy Reports. – 2021. – V. 7. – P. 10–18. DOI: 10.1016/j.egy.2020.11.014
 27. Manoj kumar Gudala, Suresh Kumar Govindarajan. Numerical investigations on two-phase fluid flow in a fractured porous medium fully coupled with geomechanics // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 199. – P. 108328. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108328
 28. Abbasi M., Sharifi M., Kazemi A. Fluid flow in fractured reservoirs: Estimation of fracture intensity distribution, capillary diffusion coefficient and shape factor from saturation data // Journal of Hydrology. – 2020. – V. 582. – P. 124461. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2019.124461
 29. Simulating two-phase flow and geomechanical deformation in fractured karst reservoirs based on a coupled hydro-mechanical model / Lijun Liu, Zhaoqin Huang, Jun Yao, Qinghua Lei, Yuan Di, Yu-Shu Wu, Kai Zhang, Shiti Cuie // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2020. – V. 137. – P. 104543. DOI: 10.1016/j.ijrmps.2020.104543
 30. An innovative approach to permeability estimation of the fractured-vuggy carbonate reservoirs based on 2D images / Wensong Huang, Yong Cui, Fang Xu, Zheng Meng, Songwei Guo, Chaoqian Zhang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 199. – P. 108293. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108293
 31. Fheed A., Kłodowski K., Krzyżak A. Fracture orientation and fluid flow direction recognition in carbonates using diffusion-weighted nuclear magnetic resonance imaging: an example from Permian // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 174. – P. 103964. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2020.103964
 32. Rigorous prognostication of permeability of heterogeneous carbonate oil reservoirs: Smart modeling and correlation development / A. Rostami, A. Baghban, A.H. Mohammadi, A. Hemmati-Sarapardeh, S. Habibzadeh // Fuel. – 2019. – V. 236. – P. 110–123. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.08.136
 33. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313
 34. Production prediction for fracture-vug carbonate reservoirs using electric imaging logging data / Fang Xie, Chengsen Zhang, Ruilin Liu, Chengwen Xiao // Petroleum Exploration and Development. – 2018. – V. 45. – Iss. 2. – P. 369–376. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30041-7
 35. 3D reactive transport modeling of porosity evolution in a carbonate reservoir through dolomitization / E. Abarca, A. Idiart, F. Grandia, N. Rodríguez-Morillas, C. Pellán, M. Zen, T. Ait-Ettajer, L. Fontanelli // Chemical Geology. – 2019. – V. 513. – P. 184–199. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2019.03.017
 36. Moussa Tembely, Ali M. AlSumaiti, Waleed S. Alameri Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography // Energy Reports. – 2021. – V. 7. – P. 1460–1472. DOI: 10.1016/j.egy.2021.02.065
 37. Yukun Chen, Kai Yan, Jigang Zhang, Runxi Leng, Hongjie Cheng, Xuhui Zhang, Hongxian Liu, Weifeng Lyu A novel pore-fracture dual network modeling method considering dynamic cracking and its applications // Petroleum Research. – 2020. – V. 5. – Iss. 2. – P. 164–169. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.12.001

Поступила 28.10.2021 г.

Информация об авторах

Мартюшев Д.А., кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Галкин В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Пономарева И.Н., доктор технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

STUDY OF REGULARITIES OF DISTRIBUTION OF FILTERING PROPERTIES WITHIN COMPLEXLY CONSTRUCTED CARBONATE RESERVOIRS

Dmitriy A. Martyushev¹,
martyushevd@inbox.ru

Vladislav I. Galkin¹,
vgalkin@pstu.ru

Inna N. Ponomareva¹,
ponomarevain@pstu.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance. Currently, significant volumes of oil are produced during the development of deposits confined to carbonate reservoirs. The presence of various types of voids within such deposits is a factor complicating development of reserves. Studying the features of the geological structure and patterns of development of oil deposits in carbonate reservoirs is a priority task, the solution of which will allow making informed decisions on the management of such assets. One of the main issues, extremely poorly covered in the scientific literature, is the study of the vertical and horizontal components of the permeability of a carbonate reservoir and their distribution within the reservoir.

The main aim of the study is to investigate the regularities of the spatial distribution of the vertical and horizontal permeability of the reservoir within the carbonate reef reservoir and their impact on the inflow and production of oil reserves.

Object: a complex carbonate reef reservoir – an object of development of one of the oil fields in the north of the Perm Kray.

The methods: geological field and hydrodynamic research, methods of mathematical modeling.

The results. A specially performed interpretation of hydrodynamic studies of wells operating a carbonate reservoir of one of the fields in the Perm Kray made it possible to obtain information on the values of the reservoir permeability, taking into account its components, as well as to establish the fact of abnormally high values for some wells. For a comprehensive account of the likelihood of increased reservoir permeability within the reservoir under consideration, taking into account the vertical and horizontal components, a special parameter P_{comp} is proposed. This criterion makes it possible to reasonably differentiate the layer within the reservoir into conditionally high and low permeability. A diagram of a complex indicator distribution over the area of the deposit was built, on the basis of which the zones with increased reservoir permeability and specificity in the implementation of developing reserves were identified within the deposit. The performed differentiation of reservoirs made it possible to reasonably approach the problem of research and modeling of fluid inflow. Multidimensional mathematical models have been developed that allow not only predicting liquid flow rates with a high degree of reliability, but establishing as well the inflow patterns individually for the selected reservoir zones. Thus, it was found that in the zone of increased permeability, the flow corresponds to a three-dimensional spherical radial model, and the flow rate of the fluid is influenced by both the horizontal and vertical components of the reservoir permeability. In zones of conventionally reduced permeability, filtration corresponds to a two-dimensional flat-radial model, the value of fluid flow rate, in addition to other geological and technological indicators, is influenced only by the horizontal component of permeability.

Key words:

Anisotropy of permeability, vertical permeability, reservoir fracture, fluid inflow, development of oil reserves, geological field data, carbonate reservoir.

REFERENCES

- Xia Yan, Zhaoqin Huang, Jun Yao, Zhao Zhang, Piyang Liu, Yang Li, Dongyan Fan. Numerical simulation of hydro-mechanical coupling in fractured vuggy porous media using the equivalent continuum model and embedded discrete fracture model. *Advances in Water Resources*, 2019, vol. 126, pp. 137–154. DOI: 10.1016/j.advwatres.2019.02.013
- Both J.W., Kumara K., Nordbotten J.M., Radu F.A. Anderson accelerated fixed-stress splitting schemes for consolidation of unsaturated porous media, *Computers & Mathematics with Applications*, 2019, vol. 77, Iss. 6, pp. 1479–1502. DOI: 10.1016/j.camwa.2018.07.033
- Saumik D., Ganis B., Wheeler M.F. A multiscale fixed stress split iterative scheme for coupled flow and poromechanics in deep subsurface reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 352, pp. 1–22. DOI: 10.1016/j.jpc.2017.09.049
- Kim J., Tchelepi H.A., Juanes R. Stability and convergence of sequential methods for coupled flow and geomechanics: Fixed-stress and fixed-strain splits. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2011, vol. 200, Iss. 13–16, pp. 1591–1606. DOI: 10.1016/j.cma.2010.12.022
- Wenhui Song, Lijun Liu, Dongying Wang, Yang Li, Maša Prodanović, Jun Yao. Nanoscale confined multicomponent hydro-carbon thermodynamic phase behavior and multiphase transport ability in nanoporous material. *Chemical Engineering Journal*, 2020, vol. 382, 122974. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108349
- Qi Zhang, Xia Yan, Jianli Shao. Fluid flow through anisotropic and deformable double porosity media with ultra-low matrix permeability: A continuum framework. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 200, 108349. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108349
- Yang Li. Fluid flow law in fracture-vug carbonate reservoir. *Development Theories and Methods of Fracture-Vug Carbonate Reservoirs*, 2017, pp. 283–351. DOI: 10.1016/B978-0-12-813246-3.00004-7
- Abrosimov A.A., Shelyago E.V., Yazynina I.V. Justification of representative data volume of porosity and permeability properties for obtaining statistically reliable petrophysical connections. *Journal of Mining Institute*, 2018, vol. 233, pp. 487–491. In Rus. DOI: 10.31897/PML.2018.5.487
- Zakirov T.R., Khramchenkov M.G. Pore-scale investigation of the displacement fluid mechanics during two-phase flows in natural porous media under the dominance of capillary forces. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 1, pp. 4–12. In Rus. DOI: 10.18599/grs.2020.1.4-12
- Belhouchet H. E., Benzagouta M. S., Dobbi A., Alquraishi A., Duplay J. A new empirical model for enhancing well log permea-

- bility prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 2021, vol. 33, Iss. 2, pp. 136–145. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.07.001
11. Ghareb Hamada, Veronique Joseph Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 4, pp. 326–338. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-61-71
 12. Rueda Cordero J.A., Mejia Sanchez E.C., Roehl D. Integrated discrete fracture and dual porosity - Dual permeability models for fluid flow in deformable fractured media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 175, pp. 644–653. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.12.053
 13. Guo B., Tao Y., Bandilla K., Celia M. Vertically integrated dual-porosity and dual-permeability models for CO₂ sequestration in fractured geological formation. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 3343–3352. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1466
 14. Ye Guo, Yu Liang, Junchao Li, Bin Gong. A novel connectivity-based hierarchical model for multi-scale fracture system in carbonate reservoir simulation. *Fuel*, 2019, vol. 250, pp. 327–338. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.03.048
 15. Sait I. Özkaya. Fracture modeling from borehole image logs and water invasion in carbonate reservoirs with layer-bound fractures and fracture corridors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 179, pp. 199–209. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.052
 16. Yermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 299–304. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299
 17. Games F. Fracture characterization, modeling and uncertainty analysis of a carbonate reservoir with integration of dynamic data (Middle East). *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 154–157. In Rus. DOI: 10.18599/grs.2018.3.154–157
 18. Yijin Zeng, Shuheng Du, Xu Zhang, Baoping Zhang, Honglei Liu The crucial geometric distinctions of microfractures as the indispensable transportation channels in hydrocarbon-rich shale reservoir. *Energy Reports*, 2020, vol. 6, pp. 2056–2065. DOI: 10.1016/j.egypr.2020.07.004
 19. Sina Lohras, Radzuan Junin Estimation of pore volumes to breakthrough number in limestone cores by derivation of an empirical model. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, Iss. 3, pp. 264–270. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.02.002
 20. Zambrano M., Tondi E., Mancini L., Lanzafame G., Trias F.X., Arzilli F., Materazzi M., Torrieri S. Fluid flow simulation and permeability computation in deformed porous carbonate grainstones. *Advances in Water Resources*, 2018, vol. 115, pp. 95–111. DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.02.016
 21. Howarth V., Alves T.M. Fluid flow through carbonate platforms as evidence for deep-seated reservoirs in Northwest Australia. *Marine Geology*, 2016, vol. 380, pp. 17–43. DOI: 10.1016/j.margeo.2016.06.011
 22. Ghadami N., Rasaei M.R., Hejri Sh., Sajedian A., Afsari Kh. Consistent porosity–permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 131, pp. 58–69. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.017
 23. Martyushev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, Iss.2, pp. 137–143. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.002
 24. Cherepanov S.S., Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Khizhnyak G.P. Permeability anisotropy evaluation for carbonate reservoirs using the pressure build-up curve. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 4, pp. 60–61. In Rus.
 25. Galkin V.I., Rastegaev A.V. On the need to take into account geological and tectonic conditions when preparing structures for deep drilling by seismic exploration. *Bulletin of the Perm State Technical University. Oil and gas*, 2000, vol. 2, no. 3, pp. 13–18. In Rus.
 26. Zheng Zhao, Xiaoming Nia, Yunxing Cao, Yanxia Shi Application of fractal theory to predict the coal permeability of multi-scale pores and fractures. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 10–18. DOI: 10.1016/j.egypr.2020.11.014
 27. Manojkumar Gudala, Suresh Kumar Govindarajan. Numerical investigations on two-phase fluid flow in a fractured porous medium fully coupled with geomechanics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199, 108328. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108328
 28. Abbasi M., Sharifi M., Kazemi A. Fluid flow in fractured reservoirs: estimation of fracture intensity distribution, capillary diffusion coefficient and shape factor from saturation data. *Journal of Hydrology*, 2020, vol. 582, 124461. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2019.124461
 29. Lijun Liu, Zhaoqin Huang, Jun Yao, Qinghua Lei, Yuan Di, Yu-Shu Wu, Kai Zhang, Shiti Cuie. Simulating two-phase flow and geomechanical deformation in fractured karst reservoirs based on a coupled hydro-mechanical model. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2020, vol. 137, 104543. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2020.104543
 30. Wensong Huang, Yong Cui, Fang Xu, Zheng Meng, Songwei Guo, Chaoqian Zhang. An innovative approach to permeability estimation of the fractured-vuggy carbonate reservoirs based on 2D images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199, 108293. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108293
 31. Fheed A., Klodowski K., Krzyżak A. Fracture orientation and fluid flow direction recognition in carbonates using diffusion-weighted nuclear magnetic resonance imaging: An example from Permian. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 174, 103964. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2020.103964
 32. Rostami A., Baghban A., Mohammadi A.H., Hemmati-Sarapardeh A., Habibzadeh S. Rigorous prognostication of permeability of heterogeneous carbonate oil reservoirs: Smart modeling and correlation development. *Fuel*, 2019, vol. 236, pp. 110–123. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.08.136
 33. Martyushev D. A. Improving the geological and hydrodynamic model a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 313–318. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313
 34. Fang Xie, Chengsen Zhang, Ruilin Liu, Chengwen Xiao. Production prediction for fracture-vug carbonate reservoirs using electric imaging logging data. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, Iss. 2, pp. 369–376. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30041-7
 35. Abarca E., Idiart A., Grandia F., Rodríguez-Morillas N., Pellan C., Zen M., Ait-Ettajer T., Fontanelli L. 3D reactive transport modeling of porosity evolution in a carbonate reservoir through dolomitization. *Chemical Geology*, 2019, vol. 513, pp. 184–199. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2019.03.017
 36. Moussa Tembely, Ali M. AlSumaiti, Waleed S. Alameri Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 1460–1472. DOI: 10.1016/j.egypr.2021.02.065
 37. Yukun Chen, Kai Yan, Jigang Zhang, Runxi Leng, Hongjie Cheng, Xuhui Zhang, Hongxian Liu, Weifeng Lyu A novel pore-fracture dual network modeling method considering dynamic cracking and its applications. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 2, pp. 164–169. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.12.001

Received: 28 October 2021.

Information about the authors

Dmitriy A. Martyushev, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.

Vladislav I. Galkin, Dr. Sc, professor, Perm National Research Polytechnic University.

Inna N. Ponomareva, Dr. Sc, professor Perm National Research Polytechnic University.

УДК 662.7

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ ПОТОКЕ O_2/N_2 И O_2/CO_2 С ПОМОЩЬЮ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Донской Игорь Геннадьевич,
donskoy.chem@mail.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

Актуальность исследования связана с обостряющимися вопросами регулирования углеродных выбросов при сжигании твердого топлива и повышением экологических требований к теплоэнергетическим станциям.

Цель: с помощью математического моделирования исследовать перспективы рециркуляции CO_2 на угольных электростанциях с внутрицикловой газификацией, провести анализ эффективности процесса газификации топлива в условиях *oxyfuel*, определить оптимальные режимы переработки каменного угля и оценить возможность реализации этих режимов с точки зрения технологических ограничений.

Объект: процесс газификации угольной пыли в дутье с разным составом и начальной температурой.

Метод: математическое моделирование процесса термохимической конверсии угольной пыли в одномерной стационарной постановке.

Результаты. Построены расчетные зависимости характеристик процесса газификации (химический КПД, температура выходящего газа) от удельного расхода дутья ($\alpha=0,1-0,7$), концентрации кислорода в нем (20–30 %) и начальной температуры (373–1373 К) для смесей O_2/N_2 и O_2/CO_2 . Определены оптимальные значения удельных расходов и максимальные значения химического КПД во всем диапазоне параметров. Оценен вклад теплофизических и реакционных свойств газа в изменение химического КПД процесса при смене состава дутья. Для исследования эффективности нагрева дутья используется критерий, учитывающий внешний подвод теплоты. Анализ показывает, что перегрев воздушного дутья не дает положительного эффекта на состав продуктов газификации из-за существования жестких стехиометрических ограничений; перегрев углекислотного дутья позволяет не только повысить химический КПД, но и улучшить стабильность процесса при низких значениях удельного расхода дутья.

Ключевые слова:

Газификация, уголь, *oxyfuel*, высокотемпературное дутье, математическое моделирование, химический КПД.

Введение

Прогнозы производства и потребления энергии (например, [1, 2]) единогласны в вопросе главенствующей роли органического топлива в мировом энергобалансе, как минимум до середины века, однако есть серьезные основания полагать, что качественно ситуация не изменится намного дольше. Продолжающаяся дискуссия о причинах глобальных климатических изменений, обнаруженных после промышленной революции и тщательно изучаемых последние полвека [3], заостряет вопросы ограничения на выбросы парниковых газов. Предложенные способы борьбы с выбросами можно разделить на превентивные, такие как повышение технической эффективности использования углеродсодержащих топлив, снижение доли сжигания за счет увеличения мощности возобновляемой и атомной энергии [4, 5], и утилизационные: к ним относятся связывание/захоронение CO_2 в сжатом/сжиженном/минеральном виде (carbon capture and storage, CCS [6, 7]) или его поглощение биомассой (например, в виде энергетических плантаций) [8]. Перспективы снижения затрат на выделение и захоронение CO_2 открываются с использованием новых угольных технологий, таких как ТЭС с внутрицикловой газификацией (IGCC) и переход на обогащенное кислородом дутье (*oxyfuel*) [9, 10]. В этом случае реализуется классический парогазовый цикл на продуктах газификации, а CO_2 извлекается двумя возможными способами. Первый – удаление углерода до ка-

меры сгорания (pre-combustion), когда генераторный газ проходит конверсию водяным паром, что позволяет использовать CO для получения дополнительного H_2 , а продукты конверсии разделяются абсорбционными или мембранными методами, после чего обогащенный водородом газ сжигается, а CO_2 концентрируется и отправляется на захоронение. Второй способ – удаление углерода из продуктов сгорания, аналогичен таковому для традиционных систем CCS: газовая смесь охлаждается до условий конденсации, после чего CO_2 отделяется от других газов и захоронивается. Упростить выделение CO_2 в варианте post-combustion призвана технология сжигания в режиме *oxyfuel*, когда концентрация кислорода в дутье обычно выше, чем в воздухе, а роль разбавителя вместо азота играет смесь продуктов сгорания – CO_2 и H_2O . Сжигание в режиме *oxyfuel* имеет лучшие экологические характеристики по сравнению с традиционным сжиганием в воздухе: во-первых, очевидно, что при этом образуется меньше оксидов азота (преимущественно топливные); во-вторых, полученные дымовые газы могут быть очищены до высоких концентраций CO_2 , допускающих его простую утилизацию (захоронение). Регулировкой подачи CO_2 можно управлять интенсивностью горения и теплообмена при факельном сжигании [11]. Технология *oxyfuel* считается самым технически эффективным, но при этом одним из наиболее дорогих вариантов систем CCS [12, 13]. Среди других проблем, помимо дорого-

визны, можно отметить требования к очистке дымовых газов от оксидов серы и азота [9]. Исследуются комбинированные технологии охуfuel-сжигания, например, охуfuel-MILD (снижение концентрации кислорода и повышение температуры дугья) [14], использование CO_2 в качестве дутьевого или транспортного агента при пылеугольной газификации [15–17]. Среди других возможностей использования CO_2 в энергетике можно указать циклы, где он может выступать в качестве рабочего тела [18, 19], и процессы конверсии природного газа [20].

Газификация обычно рассматривается как типичный представитель чистых угольных технологий благодаря низким удельным выбросам при небольших затратах на очистку: получаемый при конверсии угля генераторный газ содержит сильные восстановители (CO и H_2), поэтому оксиды азота и серы в нем практически нет, зато есть легко удаляемые соединения вроде сероводорода и аммиака [21]. Генераторный газ менее калориен по сравнению с природным газом, для его сжигания разрабатываются подходящие камеры сгорания [22, 23]. Угольные ТЭС с внутрицикловой газификацией (как и другие чистые угольные технологиями) могли бы получить развитие в России, где сложились подходящие для этого обстоятельства, а именно старение и устаревание существующего энергооборудования и ошутимый тренд на снижение среднего качества энергетических углей [24]. Возможность сочетания энергетического и химического производства (в первую очередь, синтеза жидких углеводородов и оксигенатов, водорода) на базе одного термохимического процесса открывает перспективы создания экологичных многоцелевых установок с запасанием и экспортом химической энергии [25, 26].

Обзор работ по математическому моделированию процессов охуfuel-конверсии твердого топлива

Математические модели горения угольных частиц мало изменяются при переходе от окисления в воздухе к условиям охуfuel: совокупность протекающих при горении процессов остается той же, хотя вклад отдельных процессов может отличаться в разных атмосферах. Для описания динамики выгорания одиночных частиц, как правило, используются диффузионно-кинетические модели с разными поправками на структуру диффузионного слоя [27, 28]. Высокая доля CO_2 оказывает влияние на химическую кинетику реакций в приповерхностном слое частиц [29]. В атмосфере углекислого газа диффузия кислорода к фронту пламени замедляется, а рекомбинация активных частиц усиливается. Интенсивность тепловыделения на фронте пламени снижается при этом на 20–25 %. В работе [30] была рассмотрена задача о воспламенении угольной частицы с более подробной детализацией химической кинетики разложения органической массы в одномерной постановке, в результате чего авторам удалось воспроизвести известные данные по кинетике выгорания одиночных частиц в лабораторных условиях.

Многообразие процессов разной природы, протекающих при горении топлива, приводит к проблеме выбора подходящих моделей для их описания [31].

При горении частиц в условиях топки значимыми становятся процессы переноса излучения: дымовые газы при высокой концентрации интенсивно поглощают излучение, поэтому распределение лучистых потоков теплоты по длине реакционной зоны существенно меняется по сравнению с воздушным сжиганием. В связи с этим при моделировании топков в режиме охуfuel очень важен вопрос выбора субмоделей для радиационных свойств газов [27, 32]. Большое число коэффициентов в таких сложных моделях приводит к неопределенности при выборе ключевых параметров [33]. CFD-моделирование процессов сжигания пылеугольного топлива и размолотой биомассы в режиме охуfuel проводилось в работах [32, 34–37] для условий лабораторных пылеугольных горелок, в каждой из которых было достигнуто удовлетворительное согласие между результатами расчетов и экспериментальными данными. Однако большое число параметров усложняет анализ причин возникновения различий между моделью и измерениями и дает возможность добиваться нужного расчетного результата разными способами. Предложены CFD-модели горения угля в топках с кипящим и циркулирующим кипящим слоем [38, 39], где, в том числе, исследовалось повышение концентрации оксидов азота и серы при рециркуляции дымовых газов в топку кипящего слоя. Расчетное исследование процессов горения в полномасштабной пылеугольной топке проводилось в работе [40], где была оценена эффективность разных моделей переноса излучения в газе. В работе [41] были проведены варианты расчетов для установления концентрации кислорода, при которой сохраняются проектные тепловые потоки на стенках котла.

Процессы газификации в охуfuel-условиях исследовались экспериментально для падающих, подвешенных и рассыпанных по нагреваемой поверхности топливных частиц в работах [30, 42–44]. Применение смесей O_2/CO_2 приводит к увеличению задержки воспламенения угольных частиц [45], сдвигает температуру пиковой убыли массы и снижает среднюю скорость реагирования в условиях ТГА [46]. Помимо углекислотных смесей рассматриваются также смеси кислорода в водяном паром [47]; в работе [48] при исследовании горения коксовых частиц в смесях $\text{O}_2/\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ обнаружен эффект возрастания температуры горения при увеличении концентрации водяного пара, что связано с перестройкой приповерхностного реагирующего слоя. Детальные CFD-модели горения и газификации угольных частиц для исследования структуры реагирующего приповерхностного слоя и течений в горелочных устройствах предложены в работах [16, 49–51]. Рециркуляция продуктов сгорания позволяет управлять термическими режимами конверсии топлива: например, в работе [52] сообщается о снижении температуры горения в кипящем слое на 100 К в условиях охуfuel; в работе [53] описывается пилотная установка со ступенчатой газификацией угля, на которой путем добавления CO_2 к воздушному дутью удалось добиться увеличения степени превращения углерода (до 90–95 %). Расчеты [17] показывают, что повышение концентрации CO_2 может приводить к неустойчивости угольного

факела: в условиях газификации необходимо увеличивать удельный расход окислителя или концентрацию кислорода для поддержания стабильности процесса. Одним из способов повышения устойчивости факела может быть подогрев дутья до температуры зажигания топливных частиц [54–56]. Полученные ранее оценки эффективности процесса высокотемпературной паровоздушной газификации угля [57, 58] и производства энергии на угольных ТЭС с применением такой технологии [55, 59, 60] показали, что при выборе подходящих условий подогрев дутья позволяет сохранить энергетические характеристики при отказе от обогащения дутья кислородом. Повышение эффективности за счет внешней теплоты, однако, возможно только при подаче подходящего газифицирующего агента (например, при значительных добавках водяного пара). В настоящей работе с помощью математического моделирования исследуется эффективность процесса пылеугольной газификации с применением высокотемпературного дутья вместе с рециркуляцией CO_2 .

Математическая модель и исходные данные для расчетов

Высокая температура, которая может быть достигнута при газификации угольной пыли, позволяет значительно интенсифицировать процессы конверсии топливных частиц. Поэтому конечное состояние системы «газ–топливо» можно, как правило, достаточно точно оценить исходя из предположения о достижении в ней конечного равновесия. Для задач, связанных с определением длины реакционной зоны газогенератора (например, при определении габаритов аппарата), необходимо знать зависимость степени превращения топлива от времени пребывания частицы в реакторе. В этом случае необходимы модели, учитывающие кинетику физико-химических превращений топливной частицы в несущем потоке газа. 2D- и 3D-моделирование газогенераторов позволяет решить ряд конструктивных или режимных вопросов. Однако для анализа большого количества вариантов эти модели оказываются слишком ресурсоемкими, поэтому на первом этапе анализа обычно достаточно более упрощенного рассмотрения.

В настоящей работе используется вычислительный инструмент, позволяющий найти стационарные значения для расходов топлива в разных режимах работы газогенератора (подробно описанный в работах [61, 62]). За счет упрощения модели такие расчеты можно проводить в широком диапазоне условий за обозримое вычислительное время. Расчет ступенчатого процесса в целом проводится следующим образом. В основе алгоритма лежит многократное обращение к численной модели превращения частицы топлива в переменном тепловом поле:

$$Uc_p \frac{d(m_p T_p)}{dz} = \alpha S_p (T_g - T_p) + \varepsilon \sigma S_p (T_w^4 - T_p^4) + \sum_j Q_j r_j, \quad (1)$$

где z – пространственная координата (длина реакционной зоны), м; U – скорость движения частицы, м/с;

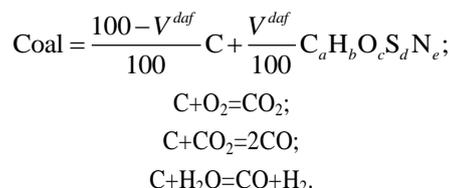
m_p – масса частицы, кг; T_p – температура частицы, К; c_p – теплоемкость частицы, Дж/кг/К; α – коэффициент теплоотдачи, Вт/м²/К; S_p – внешняя поверхность частицы, м²; ε – степень черноты частицы; σ – постоянная Стефана–Больцмана, Вт/м²/К⁴; T_g – температура газа, К; T_w – температура стенки, К; r_j – скорость физико-химического процесса, связанного с частицей, кг/с (сушка, пиролиз, реакции с газами); Q_j – тепловой эффект, Дж/кг.

Скорость сушки r_{dr} рассчитывается по-разному в зависимости от температурных условий:

$$r_{dr} = \begin{cases} \frac{\beta S_p M_{\text{H}_2\text{O}} (P_{\text{H}_2\text{O}}^{eq} - P_{\text{H}_2\text{O}})}{R_g T}, & T_p \leq T_b; \\ \frac{\alpha S_p (T_g - T_p) + \varepsilon \sigma S_p (T_w^4 - T_p^4)}{|Q_{dr}|}, & T_p > T_b. \end{cases} \quad (2)$$

Здесь T_b – температура кипения воды при данных условиях, К; β – коэффициент массоотдачи, м/с; $P_{\text{H}_2\text{O}}$ – парциальное давление паров воды, Па; R_g – газовая постоянная, Дж/моль/К.

Рассматриваются следующие химические реакции:



Первая из реакций – выход летучих. Летучие представлены в виде механической смеси элементов, которые распределяются по молекулярным формам равновесным образом. Скорость пиролиза r_{pyr} зависит от температуры по аррениусовскому закону:

$$r_{pyr} = k_{pyr} \exp\left(-\frac{E_{pyr}}{R_g T_p}\right) m_v. \quad (3)$$

Здесь k_{pyr} – предэкспоненциальный множитель, 1/с; E_{pyr} – энергия активации, Дж/моль; m_v – масса летучих веществ в частице, кг.

Гетерогенные реакции протекают согласно уравнениями диффузионной кинетики [63]:

$$r_g = \frac{S_p C_g}{\frac{1}{k_g e^{-\frac{E_g}{R_g T}}} + \frac{d_p}{Nu_D D_g}}. \quad (4)$$

Здесь C_g – концентрация газообразного окислителя (O_2 , CO_2 , H_2O); k_g – предэкспоненциальный множитель гетерогенной реакции, м/с; E_g – энергия активации, Дж/моль; Nu_D – диффузионное число Нуссельта; D_g – коэффициент диффузии газообразного окислителя, м²/с; d_p – средний размер частицы, м. Тепловые эффекты Q_j оцениваются из термодинамических данных [64]. Коэффициенты диффузии D_g рассчитываются из данных [65]: для O_2 и H_2O – как бинарные коэффициенты диффузии в смеси с CO_2 или N_2 ; для CO_2 в условиях *oxyfuel* – как коэффициент самодиффузии.

Скорость изменения массы частицы складывается из скоростей сушки, выхода летучих и газификации:

$$U \frac{dm_p}{dz} = -r_{dr} - r_{pyr} - r_{g,O_2} - r_{g,CO_2} - r_{g,H_2O}. \quad (5)$$

С уменьшением массы частицы ее размер и поверхность пропорционально меняются:

$$\frac{d_p}{d_p^0} = \left(\frac{m_p}{m_p^0}\right)^{\frac{1}{3}}; \quad \frac{S_p}{S_p^0} = \left(\frac{m_p}{m_p^0}\right)^{\frac{2}{3}}.$$

Скорость движения частиц считается равной скорости движения газа, которая определяется из уравнения неразрывности. Состав газа в каждом сечении считается равновесным при фиксированной степени превращения топлива [60, 66]. Решение системы уравнений находится следующим образом: кинетика химических превращений рассчитывается с помощью системы обыкновенных дифференциальных уравнений для изменения массы частицы при заданном распределении температур (2)–(4); затем решается стационарная задача переноса теплоты с учетом источников теплоты (1).

Химическая кинетика реакций в газовой фазе не рассматривается: предполагается, что выходящие в газовую фазу вещества быстро достигают состояния равновесия. Поэтому для расчетов не требуется конкретный состав летучих: достаточно знать их элементный состав. Для его оценки используется следующее приближение: принимаем, что после стадии выхода летучих коксовый остаток состоит полностью из углерода; тогда, зная величину выхода летучих и элементный состав исходного топлива, можно просто посчитать массу выделившихся при пиролизе химических элементов. Таким образом, химические превращения описываются с помощью термодинамической модели с макрокинетическими ограничениями на скорость гетерогенных превращений. Такой подход применим для высокотемпературных процессов, в которых скорость газофазных процессов достаточно высока по сравнению со скоростью гетерофазных. В этом случае задача расчета химического состояния газовой фазы выглядит следующим образом [67]:

Найти $\min G(\mathbf{n}^g)$ при условиях:

$$G(\mathbf{n}^g) = \sum_j n_j^g \left(\mu_j^0 + RT \ln \frac{n_j^g}{\sigma} \right). \quad (6)$$

$$\mathbf{A}\mathbf{n}^g = \mathbf{b}. \quad (7)$$

$$\mathbf{n}^g \geq 0. \quad (8)$$

Здесь G – свободная энергия Гиббса, Дж; \mathbf{n}^g – вектор состава газовой фазы, моль; μ_j^0 – стандартный химический потенциал вещества, Дж/моль; σ – общее количество молей газовой фазы, моль; \mathbf{A} – матрица материального баланса (матрица элементного состава компонентов); \mathbf{b} – вектор молей химических элементов. Все компоненты газовой фазы считаются идеальными. Изобарно-изотермический потенциал в данном случае выбран в целях упрощения вычислений: в стационарном состоянии локальную темпера-

туру можно считать постоянным параметром. Значения температур итерационно уточняются при решении уравнений (1) и (2)–(5); состав газа по длине реакционной зоны рассчитывается путем решения задачи химического равновесия (6)–(8) в каждом расчетном элементе.

Количество углерода, переходящего в газовую фазу при газификации, учитывается в виде поправки к вектору \mathbf{b} , который кроме элементного состава исходной газовой фазы включает в себя изменение элементного состава твердого топлива в процессе пиролиза и газификации.

Представленная математическая модель применялась в работах [57, 61, 62] для оценки эффективности процесса газификации углей в поточных газогенераторах с воздушным и парокислородным дутьем. Там же дается сравнение результатов моделирования с известными экспериментальными данными и результатами CFD-моделирования.

В работе рассматривается реакционная зона газогенератора поточного типа (диаметр 3 м, длина 15 м). Топливом является угольная пыль (характеристики топлива представлены в табл. 1). В качестве дутья применяются смеси O_2/N_2 и O_2/CO_2 с разной температурой. Пример расчетов на основе описанной выше модели представлен на рис. 1 для условий: начальная температура дутья 573 К, рабочее давление 30 атм, объемная концентрация кислорода в дутье 20 %, расход топлива 100 т/ч, удельный расход окислителя 0,4 (от стехиометрического). После попадания топлива в реакционную зону происходит прогрев и загорание частиц, при этом длина кислородной зоны существенно зависит от состава дутья: 0,6 м для воздушного дутья и 1,2 м для смеси O_2/CO_2 . Это связано с ухудшением условий для загорания угольных частиц ([31, 68]). Активная зона реакций для воздушного дутья занимает весь реактор; в условиях *oxyfuel* активная зона намного меньше.

Таблица 1. Состав и свойства каменного угля (Douglas premium)

Table 1. Properties of coal (Douglas premium)

C^{daf} , %	85,45
H^{daf} , %	4,86
O^{daf} , %	7,01
N^{daf} , %	2
S^{daf} , %	0,67
A^d , %	15,38
W^d , %	2
V^{daf} , %	29,42
d_p , мкм	100
ρ_{ss} , кг/м ³	1200

При прочих равных условиях (таких как концентрация кислорода, удельный расход окислителя, начальная температура), процесс газификации в условиях *oxyfuel* протекает при меньших температурах, что связано с теплофизическими и реакционными свойствами CO_2 [9]: теплоемкость CO_2 выше, чем у N_2 ; коэффициенты диффузии O_2 и H_2O в CO_2 ниже, чем в N_2 ; CO_2 вступает в эндотермическую реакцию с углеродом топлива.

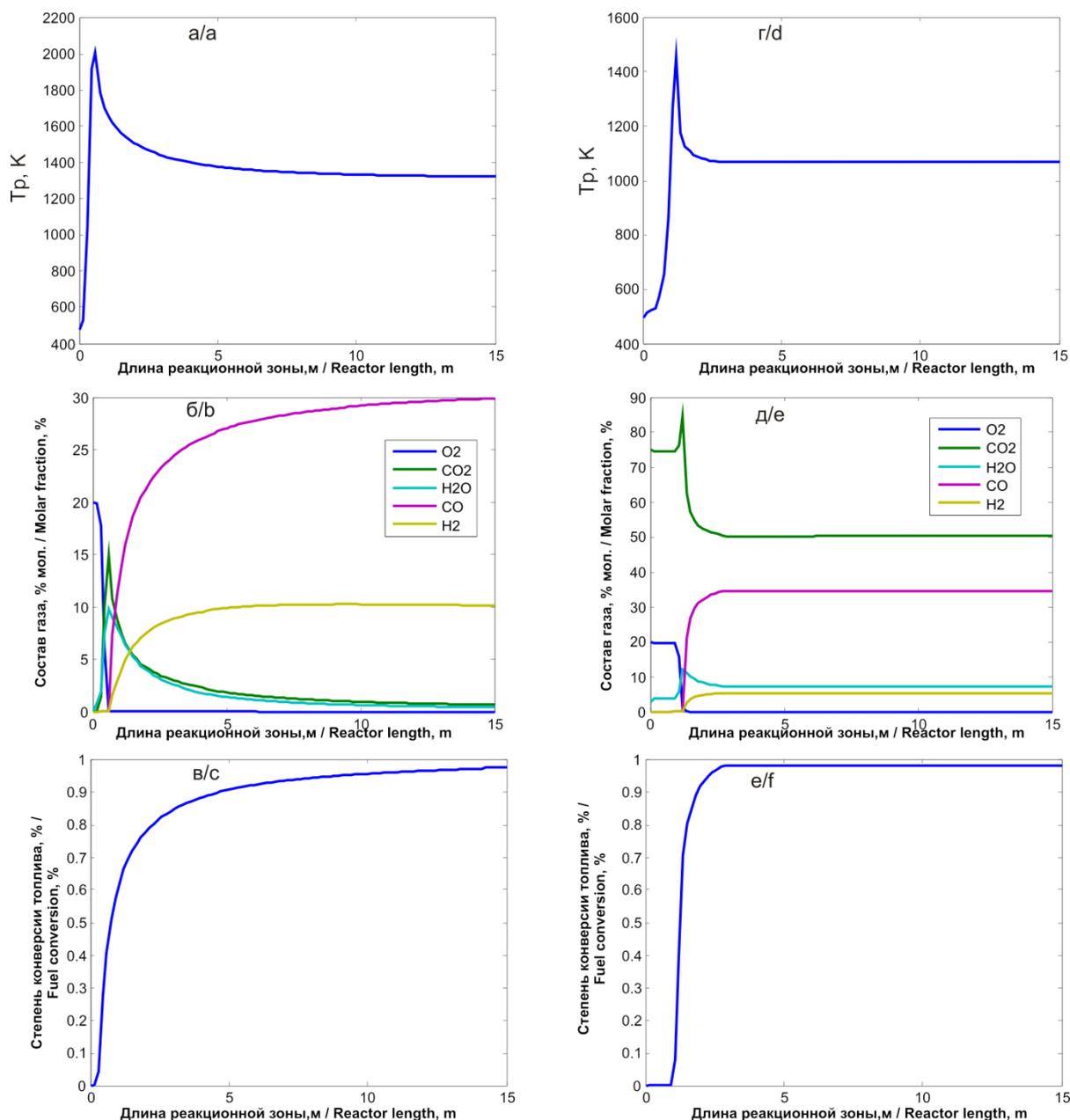


Рис. 1. Распределение температуры, состава газа и степени превращения топлива по длине реакционной зоны: а–с) результаты расчетов для дутья O_2/N_2 ; д–f) результаты расчетов для дутья O_2/CO_2

Fig. 1. Distribution of temperature, gas composition and fuel conversion degree in the reaction zone: a–c) calculation results for O_2/N_2 ; d–f) calculation results for O_2/CO_2

В качестве критерия эффективности процесса газификации обычно используется химический КПД (cold gas efficiency, η_{chem}):

$$\eta_{chem} = \frac{Q_g G_g}{Q_f G_f} 100 \%$$

Здесь Q_f – теплотворная способность угольного топлива, Дж/кг; G_f – расход топлива, кг/ч; Q_g – теплотворная способность генераторного газа, Дж/м³; G_g – производство генераторного газа, м³/ч. Теплотворная способность газа определяется содержанием горючих компонентов (CO , H_2 , CH_4). Сравнение характеристик газификации представлено в табл. 2. Генераторный газ при использовании охуfuel-дутья со-

держит больше CO и меньше H_2 , при этом теплотворная способность газа оказывается выше по сравнению с воздушным газом. Конверсия топлива оказывается выше, несмотря на снижение температуры, что связано, по-видимому, с высокой концентрацией CO_2 . Химический КПД также оказывается выше при использовании CO_2 .

Таким образом, добавление CO_2 позволяет повысить эффективность газификации топлива, но существенно снижает температуру процесса. Термическая стабилизация процесса газификации возможна за счет повышения удельного расхода воздуха [17] либо за счет подогрева дутья. Газификация топлива высокотемпературным воздухом (HiTAG) рассматривалась

ранее в работе [59], где показана возможность существенного повышения эффективности при использовании подходящего состава дутья (в первую очередь, при добавлении водяного пара). В отличие от работы [59], в данной статье рассматриваются характеристики процесса газификации в режимах с рециркуляцией CO_2 .

Таблица 2. Расчетные характеристики процесса газификации с использованием дутья разного состава (концентрация кислорода 20 %, начальная температура дутья 300 °С)

Table 2. Calculated characteristics of gasification using gasification agent of different composition (oxygen concentration is 20 %, the initial temperature is 300 °С)

Характеристики процесса Process outputs	O_2/N_2	O_2/CO_2
N_2 , %	57,75	1,04
CO_2 , %	0,68	50,43
H_2O , %	0,43	7,21
CO , %	29,88	34,69
H_2 , %	10,12	5,37
CH_4 , %	0,36	0,44
$Q_{\text{г}}$, МДж/нм ³ MJ/Nm ³	5,02	5,52
X_{C} , %	97,5	98,0
η_{chem} , %	75,20	77,07
T_{max} , К	1837	1322
T_{out} , К	1320	1071

Оптимизация процесса газификации в условиях охуfuel

С помощью математической модели можно проводить оптимизацию процесса газификации, варьируя его параметры (в первую очередь, удельный расход окислителя). Как известно из термодинамического

анализа процессов газификации (например, [69]), при газификации твердого топлива с использованием кислородсодержащего дутья существует оптимальный удельный расход окислителя, который определяется конверсией топлива и окислением генераторного газа. Значение оптимального расхода окислителя зависит от условий процесса: состава топлива и дутья, давления, температуры, размеров реакционной зоны и т. д. На рис. 2 показаны зависимости химического КПД газификации угля от состава и удельного расхода дутья при концентрации кислорода 20 % об. Газификация с использованием дутья O_2/N_2 с температурой 573 К позволяет достичь химического КПД 72,8 % при $\alpha=0,4$; использование дутья с составом O_2/CO_2 дает возможность получить эффективность 83,7 % при $\alpha=0,3$. Такое резкое снижение удельного расхода окислителя происходит благодаря увеличению концентрации окислителя. Однако стационарные режимы газификации угля в атмосфере O_2/CO_2 возможны начиная с $\alpha=0,25$. При $\alpha>0,45$ обе зависимости практически сливаются, поскольку после полной конверсии углерода эффективность процесса определяется окислением горючих компонентов (этот процесс мало отличается для разных составов дутья). Повышение температуры дутья до 1173 К практически не приводит к изменению химического КПД воздушной газификации, однако использование дутья O_2/CO_2 позволяет повысить эффективность до 95,4 %. Но при этом наиболее эффективные режимы охуfuel-газификации находятся на самой границе термической устойчивости процесса. Другой возможностью термической стабилизации может быть повышение концентрации кислорода в дутье.

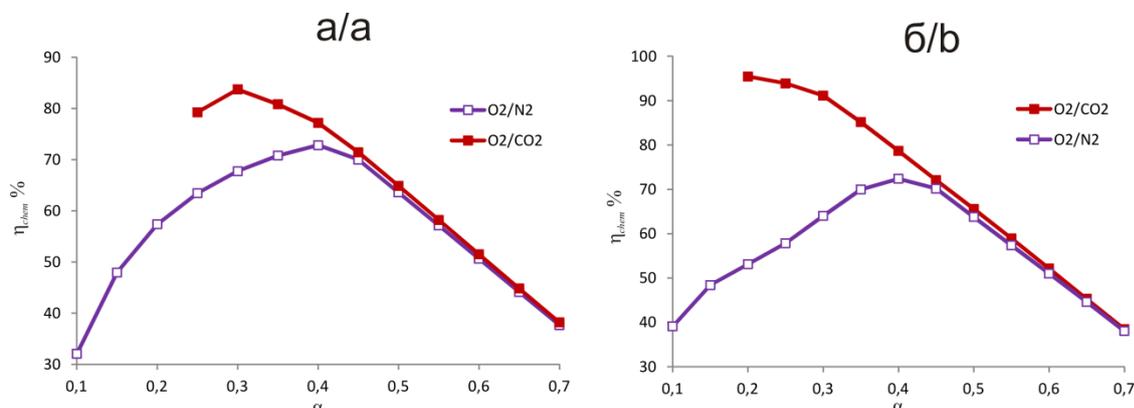


Рис. 2. Зависимость эффективности процесса газификации (η_{chem}) от удельного расхода окислителя α (начальная температура дутья 573 К (а) и 1173 К (б))

Fig. 2. Dependence of the cold gas efficiency (η_{chem}) on the specific oxidizing agent consumption α (initial gasification agent temperature 573 K (a) and 1173 K (b))

Для исследования влияния состава и температуры дутья были проведены варианты расчеты. Независимыми управляющими параметрами являются удельный расход окислителя ($\alpha=0,1-0,7$), концентрация кислорода (20–30 %) и начальная температура дутья (373–1373 К). Для локализации оптимума была выбрана сетка значений параметров: шаг по α составляет 0,05; шаг по температуре дутья – 100 К; шаг по

концентрации кислорода – 5 %. Зависимости химического КПД от управляющих параметров представлены на рис. 3. Как указывалось выше, для каждого значения начальной температуры существует оптимальное значение удельного расхода окислителя. Влияние температуры может быть разнонаправленным. В случае дутья O_2/N_2 существует стехиометрическое ограничение на максимальное значение η_{chem} .

Углерод топлива превращается в СО при оптимальном значении $\alpha=0,4$, что близко к предельно достижимому значению из условий материального баланса, поэтому повышение температуры (как за счет нагрева, так и за счет повышения концентрации кислорода) оказывает малое влияние на эффективность газификации. Эффективность даже немного понижается из-за уменьшения времени пребывания топливных частиц в реакционной зоне (с повышением температуры уменьшается плотность газа). При использовании дутья O_2/CO_2 повышение температуры позволяет расширить область термически устойчивых режимов и существенно повысить η_{chem} , до 20 % на 1000 градусов. Для всех вариантов со-

става температура не оказывает существенного влияния на эффективность при $\alpha > 0,4$ (опять же из-за стехиометрических ограничений).

Температура газа на выходе из реакционной зоны в условиях *oxyfuel*-газификации оказывается на 200–300 К ниже, чем при воздушной газификации (рис. 4). Низкие температуры позволяют упростить и удешевить стадию охлаждения и очистки газа от пыли и N, S-соединений, однако могут привести к кинетическим затруднениям для реакций в газовой фазе (например, к торможению реакции водяного сдвига или образованию сажи).

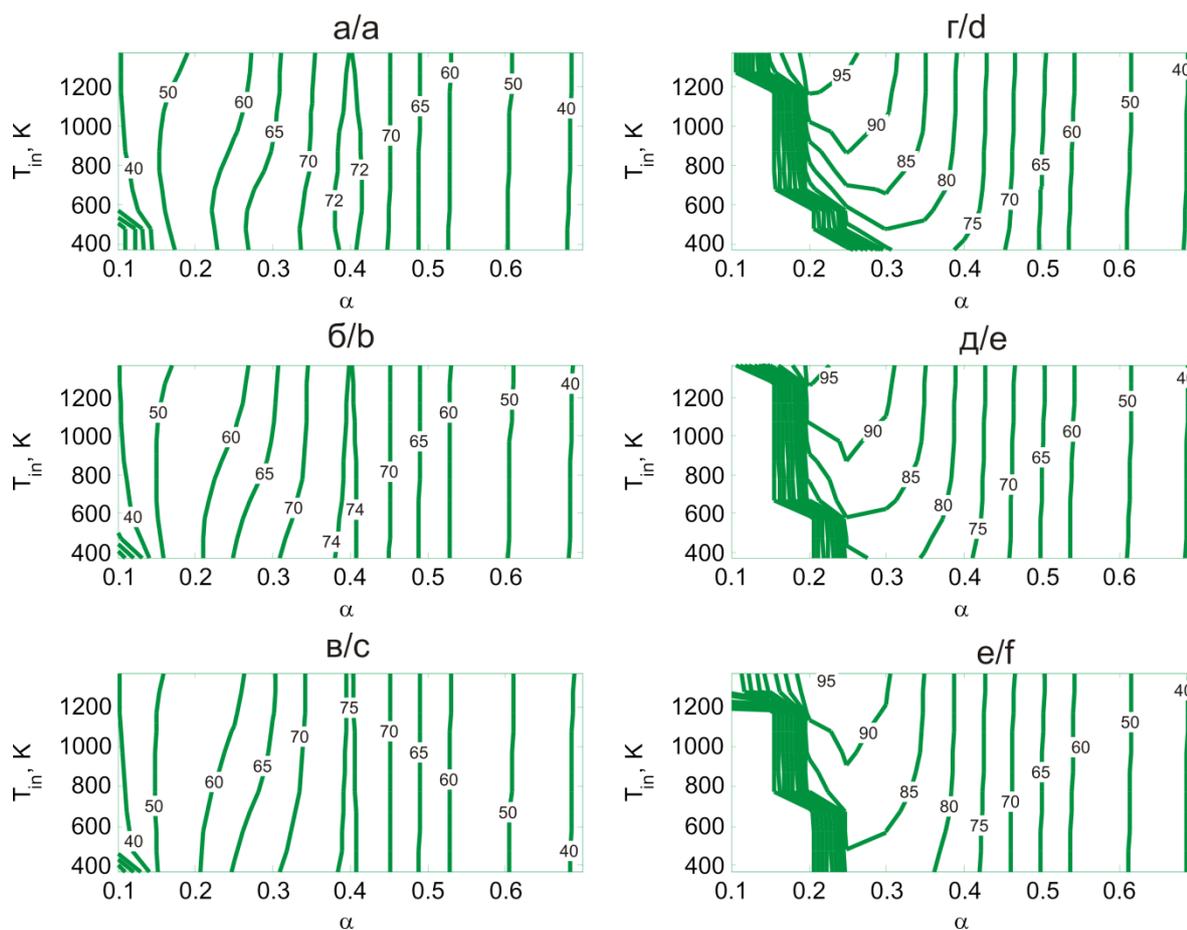


Рис. 3. Зависимость химического КПД (значения указаны на изолиниях, η_{chem} %) от начальной температуры, состава и удельного расхода дутья: а) 20 % O_2/N_2 ; б) 25 % O_2/N_2 ; в) 30 % O_2/N_2 ; г) 20 % O_2/CO_2 ; д) 25 % CO_2/N_2 ; е) 30 % O_2/CO_2

Fig. 3. Dependence of cold gas efficiency (values are indicated on isolines, η_{chem} %) on the initial temperature, composition and specific consumption of the gasification agent: а) 20 % O_2/N_2 ; б) 25 % O_2/N_2 ; в) 30 % O_2/N_2 ; д) 20 % O_2/CO_2 ; е) 25 % CO_2/N_2 ; ф) 30 % O_2/CO_2

При анализе технической эффективности процесса газификации с высокотемпературным нагревом дутья необходимо учитывать теплоту, затраченную на нагрев. В первом приближении считаем, что эта теплота (Q_h) равна разности энтальпий дутья при температуре окружающей среды и при температуре подачи в реактор:

$$Q_h = \alpha \frac{m_{O_2}}{y_{O_2}} G_f [h(T_{in}) - h(T_{env})].$$

Здесь m_{O_2} – масса кислорода, необходимая для стехиометрического полного сгорания 1 кг топлива; y_{O_2} – массовая доля кислорода в составе дутья; G_f – массовый расход топлива; $h(T)$ – удельная энтальпия дутья, Дж/кг. Для достижения максимальной температуры (1373 К) необходимо затратить количество теплоты около 1,2 МДж/кг дутья; доля физической теплоты дутья Q_h в общем балансе реактора может составлять при этом порядка 15–20 % (для оптимальных режимов).

Тогда необходимо модифицировать выражение для химического КПД следующим образом:

$$\eta_{chem}^t = \frac{Q_g G_g}{Q_f G_f + Q_h} 100 \%$$

Поскольку теплота Q_h зависит от температуры дутья T_{in} и его расхода (т. е. от α), то η_{chem}^t и η_{chem} будут связаны между собой нелинейно. Можно проследить различия между ними на примере некоторых расчетных режимов.

При фиксированной температуре дутья T_{in} можно определить оптимальное значение α , при котором η_{chem} оказывается максимальным. Положение опти-

му не меняется и для критерия η_{chem}^t (по крайней мере, при использовании принятого шага сетки), но его зависимость от температуры с учетом тепловых затрат на нагрев может существенно измениться. На рис. 5 показаны зависимости максимальных значений химического КПД (η_{chem}^t и η_{chem}) от температуры и состава дутья. Видно, что при использовании дутья O_2/N_2 эффективность процесса достигает предельного значения и с ростом температуры дутья η_{chem}^t монотонно падает из-за роста Q_h . Увеличение концентрации кислорода положительно сказывается на эффективности газификации.

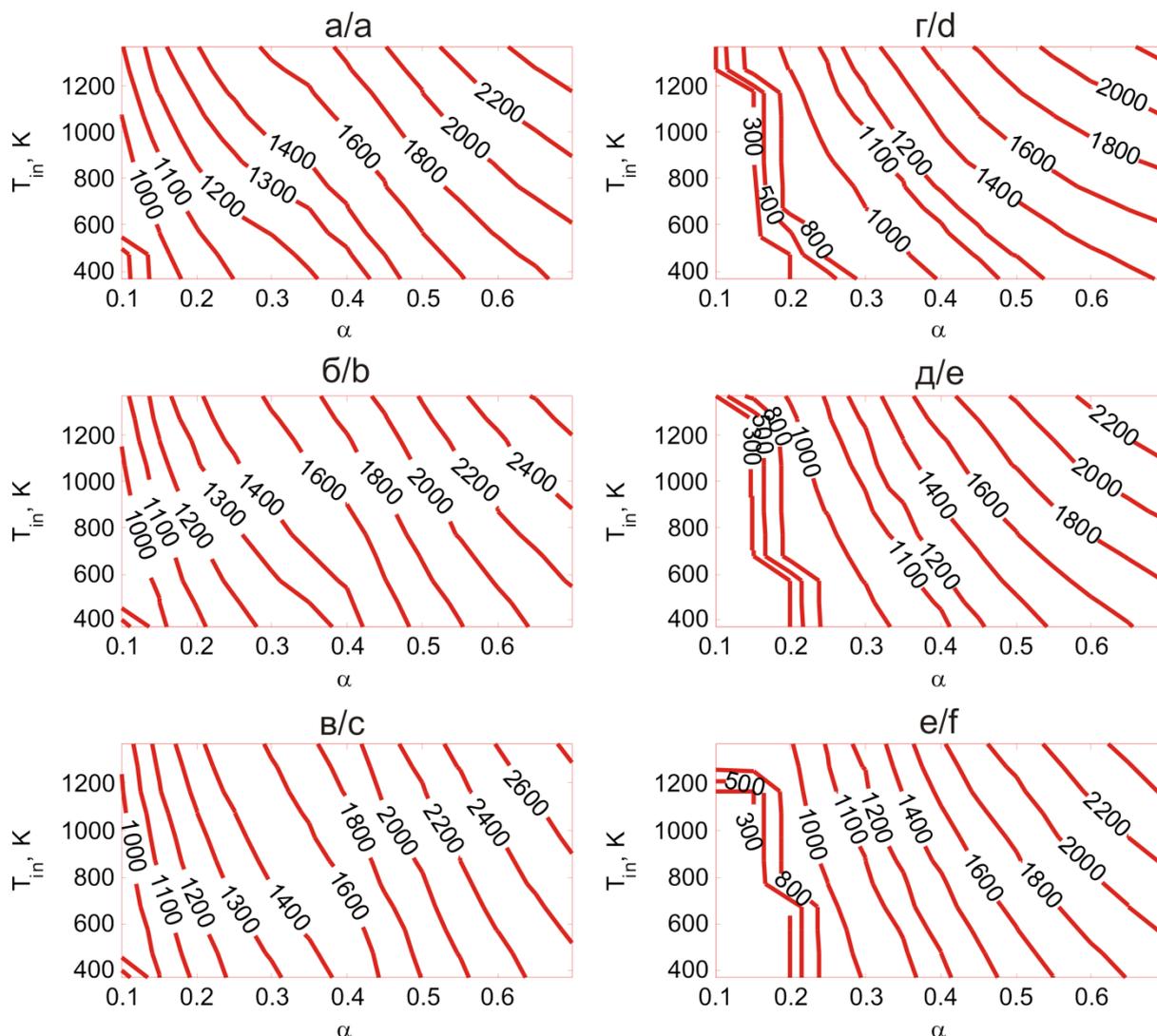


Рис. 4. Зависимость температуры генераторного газа на выходе из реакционной зоны (значения указаны на изолиниях, К) от начальной температуры, состава и удельного расхода дутья: а) 20 % O_2/N_2 ; б) 25 % O_2/N_2 ; в) 30 % O_2/N_2 ; г) 20 % O_2/CO_2 ; д) 25 % CO_2/N_2 ; е) 30 % O_2/CO_2

Fig. 4. Dependence of producer gas temperature at the outlet of the reaction zone (values are indicated on the isolines, K) on the initial temperature, composition and specific flow rate of the gasification agent: а) 20 % O_2/N_2 ; б) 25 % O_2/N_2 ; в) 30 % O_2/N_2 ; г) 20 % O_2/CO_2 ; д) 25 % CO_2/N_2 ; е) 30 % O_2/CO_2

При использовании дутья O_2/CO_2 картина совершенно другая. С ростом температуры монотонно растут и η_{chem}^t , и η_{chem} , причем зависимость от концентрации кислорода имеет интересную особенность –

при $T_{in} < 900$ К повышение концентрации кислорода позволяет повысить η_{chem} , однако при больших температурах дутья эта зависимость обращается: при высокотемпературном нагреве вклад нагретого газа ока-

зывается лучшим вариантом, чем обогащение дутья (при меньшей концентрации кислорода в реактор поступает больше нагретого CO_2). Если учесть затраты теплоты на высокотемпературный нагрев (т. е. рассматривать η_{chem}^t), эта особенность менее выражена, хотя частично сохраняется, как и общий тренд к повышению химического КПД газификации с ростом

температуры. Необходимо отметить, что высокотемпературный нагрев смесей O_2/CO_2 под высоким давлением требует применения специальных материалов: эти вопросы в настоящей работе не рассматриваются, поскольку основной целью является определение предельных значений эффективности данной технологии.

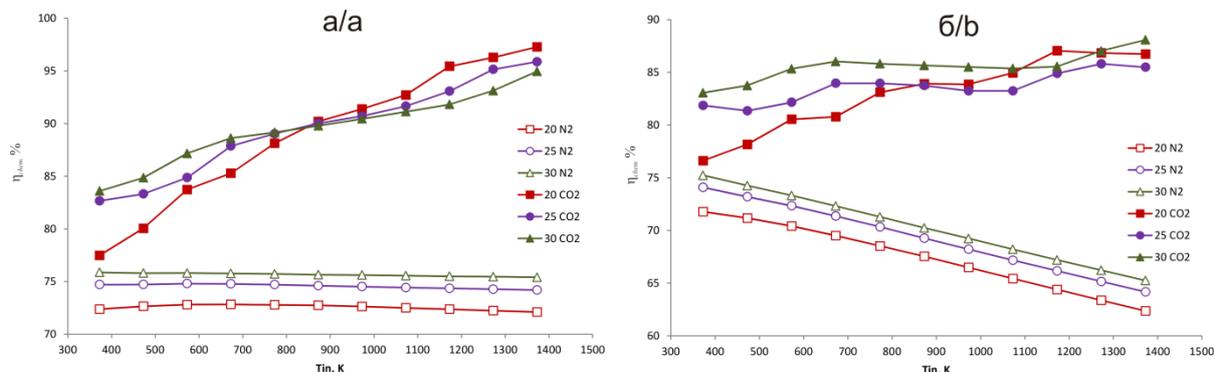


Рис. 5. Зависимость максимальных значений химического КПД (η_{chem} (а) и η_{chem}^t (б)) от температуры и состава дутья

Fig. 5. Dependence of the maximum values of cold gas efficiency (η_{chem} (a) and η_{chem}^t (b)) on the temperature and composition of the gasification agent

Охуfuel-газификация в данном случае является очень эффективным способом химической регенерации теплоты (как теплоты нагрева дутья, так и теплоты сгорания угольного топлива). Конверсия топлива с использованием CO_2 может быть одним из путей повышения КПД угольных станций с улавливанием углекислого газа. Представляет интерес исследование процессов газификации с частичным замещением воздушного азота на CO_2 .

Заключение

В результате расчетов получены значения эффективности процесса газификации угольной пыли в одноступенчатом поточном газогенераторе. Сопоставлены процессы газификации в смесях O_2/N_2 и O_2/CO_2 , оценены области оптимальных режимов (составы, температуры и расходы газифицирующего агента): при равных условиях температура газификации в смесях O_2/CO_2 ниже на 200–300 К, химический КПД процесса выше на 10–20 %. Рециркуляция CO_2 позво-

ляет снизить удельный расход окислителя, однако для этого требуется высокотемпературный нагрев окислителя. Эффективность процесса газификации с добавлением CO_2 растет с увеличением температуры (за счет более полного протекания эндотермических реакций), в то время как предельная эффективность процесса воздушной газификации практически не зависит от температуры. С ростом температуры обогащение дутья кислородом в условиях охуfuel становится неэффективным, поскольку из-за высокой теплоемкости CO_2 добавление теплоты с дутьем оказывается лучшим способом интенсификации реакций газификации, чем использование теплоты, выделяющейся в процессе при окислении топлива.

Работа выполнена в рамках научного проекта гранта Президента РФ для поддержки молодых кандидатов наук МК-157.2020.8. Расчеты выполнены с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- World Energy Outlook 2019. – Paris: International Energy Agency, 2019. – 810 p.
- Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. – М.: Институт энергетических исследований РАН; Аналитический Центр при Правительстве РФ, 2016. – 200 с.
- Celebrating the anniversary of three key events in climate change science / B.D. Santer, C.J.W. Bonfils, Q. Fu, J.C. Fyfe, G.C. Hegerl, C. Mears, J.F. Painter, S. Po-Chedley, F.J. Wentz, M.D. Zelinka, C.-Z. Zou // Nature Climate Change. – 2019. – V. 9. – P. 180–182. URL: <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0424-x> (дата обращения 15.09.2021).
- Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.П. Филиппов, С.В. Соломин, Т.Б. Степанова, А.Л. Кокорин. – Новосибирск: Наука, 2000. – 269 с.

- Макаров А.А. Средства и следствия сдерживания эмиссии парниковых газов в энергетике России // Известия АН. Энергетика. – 2008. – № 5. – С. 3–18.
- Ghoniem A.F. Needs, resources and climate change: clean and efficient conversion technologies // Progress in Energy and Combustion Science. – 2011. – V. 37. – P. 15–51. URL: <https://doi.org/10.1016/j.pecc.2010.02.006> (дата обращения 15.09.2021).
- Leung D.Y.C., Caramanna G., Maroto-Valer M.M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – V. 39. – P. 426–443. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093> (дата обращения 15.09.2021).
- Tilman D., Hill J., Lehman C. Carbon-negative biofuels from low-input high-diversity grassland biomass // Science. – 2006. – V. 314. – P. 1598–1600. URL: <https://doi.org/10.1126/science.1133306> (дата обращения 15.09.2021).

9. Chen L., Yong S.Z., Ghoniem A.F. Oxy-fuel combustion of pulverized coal: Characterization, fundamentals, stabilization and CFD-modeling // *Progress in Energy and Combustion Science*. – 2012. – V. 38. – P. 156–214. URL: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.09.003> (дата обращения 15.09.2021).
10. Tola V., Pettinau A. Power generation plants with carbon capture and storage: a techno-economic comparison between coal combustion and gasification technologies // *Applied Energy*. – 2014. – V. 113. – P. 1461–1474. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.09.007> (дата обращения 15.09.2021).
11. Oxy-fuel combustion of solid fuels / M.B. Toftegaard, J. Brix, P.A. Jensen, P. Glarborg, A.D. Jensen // *Progress in Energy and Combustion Science*. – 2010. – V. 36. – P. 581–625. URL: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2010.02.001> (дата обращения 15.09.2021).
12. Cormos C.-C. Oxy-combustion of coal, lignite and biomass: a techno-economic analysis for a large scale Carbon Capture and Storage (CCS) project in Romania // *Fuel*. – 2016. – V. 169. – P. 50–57. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.005> (дата обращения 15.09.2021).
13. CO₂-free coal-fired power generation by partial oxy-fuel and post-combustion CO₂ capture: Techno-economic analysis / G. Cau, V. Tola, F. Ferrara, A. Porcu, A. Pettinau // *Fuel*. – 2018. – V. 214. – P. 423–435. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.023> (дата обращения 15.09.2021).
14. Experiment investigation of coal MILD-Oxy combustion integrated with flue gas recirculation at a 0.3 MWth furnace / Z. Mao, L. Zhang, X. Zhu, C. Zheng // *Fuel Processing Technology*. – 2017. – V. 162. – P. 126–134. URL: <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.04.002> (дата обращения 15.09.2021).
15. Development of high-efficiency oxy-fuel IGCC system / Y. Oki, S. Hara, S. Umemoto, K. Kidoguchi, H. Hamada, M. Kobayashi, Y. Nakao // *Energy Procedia*. – 2014. – V. 63. – P. 471–475. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1192> (дата обращения 15.09.2021).
16. Ralnikov P.A., Abaimov N.A., Ryzhkov A.F. Investigation of coal entrained-flow gasification in O₂-CO₂ mixtures for oxy-fuel IGCC // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2018. – V. 1128. – No. 012007. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1128/1/012007> (дата обращения 15.09.2021).
17. Watanabe H., Ahn S., Tanno K. Numerical investigation of effects of CO₂ recirculation in an oxy-fuel IGCC on gasification characteristics of a two-stage entrained flow coal gasifier // *Energy*. – 2017. – V. 118. – P. 181–189. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.031> (дата обращения 15.09.2021).
18. Demonstration of the Allam cycle: an update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture / R. Allam, S. Martin, B. Forrest, J. Fetvedt, X. Lu, D. Freed, G.W. Brown Jr., T. Sasaki, M. Itoh, J. Manning // *Energy Procedia*. – 2017. – V. 114. – P. 5948–5966. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1731> (дата обращения 15.09.2021).
19. Weiland N.T., White C.W. Techno-economic analysis of an integrated gasification direct-fired supercritical CO₂ power cycle // *Fuel*. – 2018. – V. 212. – P. 613–625. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.022> (дата обращения 15.09.2021).
20. Chein R.-Y., Hsu W.-H. Thermodynamic analysis of syngas production via tri-reforming of methane and carbon gasification using flue gas from coal-fired power plants // *Journal of Cleaner Production*. – 2018. – V. 200. – P. 242–258. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.228> (дата обращения 15.09.2021).
21. Higman C., Tam S. Advances in coal gasification, hydrogenation, and gas treating for the production of chemicals and fuels // *Chemical Reviews*. – 2014. – V. 114. – № 3. – P. 1673–1708. URL: <https://doi.org/10.1021/cr400202m> (дата обращения 15.09.2021).
22. Fuel flexibility, stability and emissions in premixed hydrogen-rich gas turbine combustion: technology, fundamentals, and numerical simulations / S. Taamallah, K. Vogiatzaki, F.M. Alzahrani, E.M.A. Mokheimer, M.A. Habib, A.F. Ghoniem // *Applied Energy*. – 2015. – V. 154. – P. 1020–1047. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.044> (дата обращения 15.09.2021).
23. Рыжков А.Ф., Богатова Т.Ф., Левин Е.И. Парогазовые технологии на твердом топливе. – Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2018. – 160 с.
24. Тумановский А.Г. Перспективы развития угольных ТЭС России // *Теплоэнергетика*. – 2017. – № 6. – С. 3–13.
25. Cormos A.-M., Dinca C., Cormos C.-C. Multi-fuel multi-product operation of IGCC power plants with carbon capture and storage (CCS) // *Applied Thermal Engineering*. – 2015. – V. 74. – P. 20–27. URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.12.080> (дата обращения 15.09.2021).
26. Kler A.M., Tyurina E.A., Mednikov A.S. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis // *Energy*. – 2018. – V. 165B. – P. 890–899. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.179> (дата обращения 15.09.2021).
27. Yin C., Yan J. Oxy-fuel combustion of pulverized fuels: combustion fundamentals and modeling // *Applied Energy*. – 2016. – V. 162. – P. 742–762. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.149> (дата обращения 15.09.2021).
28. Yu J., Ou W., Zhou K. Mass transfer coefficients considering boundary layer reaction in oxy-fuel combustion of coal char // *Fuel*. – 2014. – V. 124. – P. 173–182. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.01.101> (дата обращения 15.09.2021).
29. Jimenez S., Gonzalo-Tirado C. Properties and relevance of the volatile flame of an isolated coal particle in conventional and oxy-fuel combustion conditions // *Combustion and Flame*. – 2017. – V. 176. – P. 94–103. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.combustflame.2016.09.024> (дата обращения 15.09.2021).
30. Experimental and modeling study of single coal particle combustion in O₂/N₂ and Oxy-fuel (O₂/CO₂) atmospheres / T. Maffei, R. Khatami, S. Perucci, T. Faravelli, E. Ranzi, Y.A. Levendis // *Combustion and Flame*. – 2013. – V. 160. – № 11. – P. 2559–2572. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.combustflame.2013.06.002> (дата обращения 15.09.2021).
31. Goshayeshi B., Sutherland J.C. Prediction of oxy-coal flame stand-off using high-fidelity thermochemical models and the one-dimensional turbulence model // *Proceedings of the Combustion Institute*. – 2015. – V. 35. – P. 2829–2837. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proci.2014.07.003> (дата обращения 15.09.2021).
32. Numerical investigation of oxy-fuel combustion in a large-scale furnace: non-gray effect of gas and role of particle radiation / J. Zhang, T. Ito, S. Ito, D. Riechelmann, T. Fujimori // *Fuel*. – 2015. – V. 139. – P. 87–93. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.08.020> (дата обращения 15.09.2021).
33. Gaikwad P., Kulkarni H., Sreedhara S. Simplified numerical modelling of oxy-fuel combustion of pulverized coal in a swirl burner // *Applied Thermal Engineering*. – 2017. – V. 124. – P. 734–745. URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.06.069> (дата обращения 15.09.2021).
34. Oxy-coal combustion in an entrained flow reactor: application of specific char and volatile combustion and radiation models for oxy-firing conditions / L. Alvarez, C. Yin, J. Rianza, C. Pevida, J.J. Pis, F. Rubiera // *Energy*. – 2013. – V. 62. – P. 255–258. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.063> (дата обращения 15.09.2021).
35. Biomass co-firing under oxy-fuel conditions: a computational fluid dynamics modelling study and experimental validation / L. Alvarez, C. Yin, J. Rianza, C. Pevida, J.J. Pis, F. Rubiera // *Fuel Processing Technology*. – 2014. – V. 120. – P. 22–33. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2013.12.005> (дата обращения 15.09.2021).
36. Geometric parameter evaluation of a 0.5 MWth bench-scale oxy-combustion burner / F. Vega, F. Benjumea, B. Navarrete, E. Portillo // *Fuel*. – 2015. – V. 139. – P. 637–645. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.035> (дата обращения 15.09.2021).
37. Large Eddy Simulation of a 100 kWth swirling oxy-coal furnace / B.M. Franchetti, F.C. Marincola, S. Navarro-Martinez, A.M. Kempf // *Fuel*. – 2016. – V. 181. – P. 491–502. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.05.015> (дата обращения 15.09.2021).
38. Amoo L.M. Computational fluid dynamics simulation of Lafia-Obi bituminous coal in a fluidized-bed chamber for air- and oxy-fuel combustion technologies // *Fuel*. – 2015. – V. 140. – P. 178–191. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.076> (дата обращения 15.09.2021).
39. Three-dimensional CFD simulation of oxy-fuel combustion in a circulating fluidized bed with warm flue gas recycle / Y. Wu, D. Liu, L. Duan, J. Ma, J. Xiong, X. Chen // *Fuel*. – 2018. – V. 216. – P. 596–611. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.12.042> (дата обращения 15.09.2021).
40. Bhuiyan A.A., Naser J. Numerical modelling of oxy fuel combustion, the effect of radiative and convective heat transfer and burnout // *Fuel*. – 2015. – V. 139. – P. 268–284. URL:

- <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.08.034> (дата обращения 15.09.2021).
41. Experimental and numerical investigations on oxy-coal combustion in a 35 MW large pilot boiler / J. Guo, Z. Liu, X. Huang, T. Zhang, W. Luo, F. Hu, P. Li, C. Zheng // *Fuel*. – 2017. – V. 187. – P. 315–327. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.09.070> (дата обращения 15.09.2021).
 42. Bhunia S., Sadhukhan A.K., Gupta P. Modelling and experimental studies on oxy-fuel combustion of coarse size coal char // *Fuel Processing Technology*. – 2017. – V. 158. – P. 73–84. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2016.11.015> (дата обращения 15.09.2021).
 43. Computational modeling of oxy-coal combustion with intrinsic heterogeneous char reaction models / Z. Zhou, L. Chen, L. Guo, B. Qian, Z. Wang, K. Cen // *Fuel Processing Technology*. – 2017. – V. 161. – P. 169–181. URL: <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.03.009> (дата обращения 15.09.2021).
 44. Effects of CO₂ gasification reaction on the combustion of pulverized coal char / Y. Niu, S. Liu, B. Yan, S. Wang, X. Zhang, S. Hui // *Fuel*. – 2018. – V. 233. – P. 77–83. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.053> (дата обращения 15.09.2021).
 45. In situ experimental and modeling study on coal char combustion for coarse particle with effect of gasification in air (O₂/N₂) and O₂/CO₂ atmospheres / Z. Shen, L. Zhang, Q. Liang, J. Xu, K. Lin, H. Liu // *Fuel*. – 2018. – V. 233. – P. 177–187. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.045> (дата обращения 15.09.2021).
 46. Towards oxy-steam combustion: the effect of increasing the steam concentration on coal reactivity / C. Duesco, M.C. Mayoral, J.M. Andres, A.I. Escudero, L.I. Diez // *Fuel*. – 2019. – V. 239. – P. 534–546. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.11.035> (дата обращения 15.09.2021).
 47. Effect of H₂O on char-nitrogen conversion during char-O₂/H₂O combustion under high-temperature entrained flow conditions / Y. Li, R. Sun, J. Wu, Z. Wang, M. Wang, Z. Song // *Combustion and Flame*. – 2019. – V. 207. – P. 391–405. URL: <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2019.06.013> (дата обращения 15.09.2021).
 48. Roy B., Bhattacharya S. Combustion of single char particles from Victorian brown coal under oxy-fuel fluidized bed conditions // *Fuel*. – 2016. – V. 165. – P. 477–483. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.099> (дата обращения 15.09.2021).
 49. Resolved simulations of single char particle combustion in a laminar flow field / S. Farazi, M. Sadr, S. Kang, M. Schiemann, N. Vorobiev, V. Scherer, H. Pitsch // *Fuel*. – 2017. – V. 201. – P. 15–28. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.011> (дата обращения 15.09.2021).
 50. Numerical study of a reacting single coal char particle with different pore structures moving in a hot O₂/CO₂ atmosphere / Z. Xue, Q. Guo, Y. Gong, J. Xu, G. Yu // *Fuel*. – 2017. – V. 206. – P. 381–389. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.035> (дата обращения 15.09.2021).
 51. Kriebitzsch S., Richter A. LES simulation of char particle gasification at Reynolds numbers up to 1000 // *Combustion and Flame*. – 2020. – V. 211. – P. 185–194. URL: <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2019.08.028> (дата обращения 15.09.2021).
 52. CO₂-O₂ gasification of a bituminous coal in circulating fluidized bed / C. Liang, H. Zhang, Z. Zhu, Y. Na, Q. Lu // *Fuel*. – 2017. – V. 200. – P. 81–88. URL: <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.03.032> (дата обращения 15.09.2021).
 53. Development of oxy-fuel IGCC system with CO₂ recirculation for CO₂ capture: experimental examination on effect of gasification reaction promotion by CO₂ enriched using bench scale gasifier facility / K. Kidoguchi, S. Hara, Y. Oki, S. Kajitani, S. Umamoto, J. Inumaru // *Proceedings of the ASME 2011 Power Conference*. – Denver, USA, July 12–14 2011. – V. 2. – P. 485–492. URL: <https://doi.org/10.1115/POWER2011-55458> (дата обращения 15.09.2021).
 54. High temperature air combustion. From energy conservation to pollution reduction / H. Tsuji, A.K. Gupta, T. Hasewaga, M. Katsuki, K. Kishimoto, M. Morita. – CRC Press, 2003. – 405 p. URL: <https://doi.org/10.1201/9781420041033> (дата обращения 15.09.2021).
 55. Yoshikawa K. High temperature gasification of coal, biomass, and solid wastes // *Proc. 2nd International Seminar on High Temperature Air Combustion*. – Stockholm, Sweden, 2000. – P. 17–18.
 56. Gasification performance of coals using high temperature air / S. Sugiyama, N. Suzuki, Y. Kato, K. Yoshikawa, A. Omino, T. Ishii, K. Yoshikawa, T. Kiga // *Energy*. – 2005. – V. 30. – № 2–4. – P. 399–413. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.06.001> (дата обращения 15.09.2021).
 57. Modernization of air-blown entrained-flow gasifier of integrated gasification combined cycle plant / A.F. Ryzhkov, N.A. Abaimov, I.G. Donskoy, D.A. Svishchev // *Combustion, Explosion, and Shock Waves*. – 2018. – V. 54. – № 3. – P. 337–344. DOI: 10.1134/S0010508218030103
 58. Donskoy I.G. Numerical study of operating parameters of a single-stage air-steam blown gasification process of pulverized coal // *Energy Systems Research*. – 2019. – V. 2. – № 3. – P. 55–61. URL: <https://dx.doi.org/10.25729/esr.2019.03.0007> (дата обращения 15.09.2021).
 59. Рыжков А.Ф., Гордеев С.И., Богатова Т.Ф. Выбор схемы подготовки рабочего тела газовой турбины для ПГУ с внутрициклового газификацией угля // *Теплоэнергетика*. – 2015. – № 11. – С. 32–37.
 60. Клер А.М., Маринченко А.Ю., Потанина Ю.М. Оптимизационные исследования парогазовой установки с газификацией угля и высокотемпературным подогревом дутьевого воздуха // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 7–17. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/3/159> (дата обращения 15.09.2021).
 61. Coal gasification process simulations using combined kinetic-thermodynamic models in one-dimensional approximation / I.G. Donskoy, V.A. Shamansky, A.N. Kozlov, D.A. Svishchev // *Combustion Theory and Modelling*. – 2017. – V. 21. – № 3. – P. 529–559. URL: <https://doi.org/10.1080/13647830.2016.1259505> (дата обращения 15.09.2021).
 62. Donskoi I.G. Mathematical modeling of the reaction zone of a Shell-Prenflo gasifier with the use of the models of sequential equilibrium // *Solid Fuel Chemistry*. – 2016. – V. 50. – № 3. – P. 191–196. URL: <https://doi.org/10.3103/S0361521916030034> (дата обращения 15.09.2021).
 63. Франк-Каменецкий Д.А. Диффузия и теплопередача в химической кинетике. – М.: Наука, 1987. – 502 с.
 64. McBride B.J., Zehe M.J., Gordon S. NASA glenn coefficients for calculating thermodynamic properties of individual species (NASA/TP-2002-211556). – Cleveland: Glenn Research Center, 2002. – 296 p.
 65. Гиршфельдер Дж., Кертисс Ч., Берд Р. Молекулярная теория газов и жидкостей. – М.: Издательство иностранной литературы, 1961. – 931 с.
 66. Мессерле А.В., Мессерле В.Е., Устименко А.Б. Плазменная термохимическая подготовка к сжиганию пылеугольного топлива // *Теплофизика высоких температур*. – 2017. – Т. 55. – № 3. – С. 366–374.
 67. Термодинамические модели экстремальных промежуточных состояний и их приложения в энергетике / Б.М. Каганович, С.П. Филиппов, А.В. Кейко, В.А. Шаманский // *Теплоэнергетика*. – 2011. – № 2. – С. 51–58.
 68. Modeling and simulation of coal gasification on an entrained flow coal gasifier with a recycled CO₂ injection / H. Watanabe, K. Tanno, H. Umetsu, S. Umamoto // *Fuel*. – 2015. – V. 142. – P. 250–259. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.11.012> (дата обращения 15.09.2021).
 69. Prins M.J., Ptasiński K.J., Janssen F.J.J.G. From coal to biomass gasification: Comparison of thermodynamic efficiency // *Energy*. – 2007. – V. 32. – P. 1248–1259. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.07.017> (дата обращения 15.09.2021).

Поступила 21.10.2021 г.

Информация об авторах

Донской И.Г., кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории термодинамики Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН.

UDC 662.7

ANALYSIS OF EFFICIENCY OF PULVERIZED COAL GASIFICATION IN HIGH-TEMPERATURE FLOW OF O₂/N₂ AND O₂/CO₂ USING MATHEMATICAL MODELING

Igor G. Donskoy,
donskoy.chem@mail.ru

Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS,
130, Lermontov street, Irkutsk, 664033, Russia.

The relevance of the study is associated with growing issues of regulating carbon emissions of solid fuel combustion and increasing environmental requirements for heat power plants.

The aims of the study are investigation of CO₂ recycling prospects at coal-fired power plants with internal gasification using mathematical modeling based on an analysis of the fuel conversion processes efficiency, determination of the coal processing optimal modes and evaluation of possibility of implementing these modes from the point of view of technological limitations.

Object of the study is pulverized coal gasification in the atmospheres with different composition and initial temperature.

Research method: mathematical modeling of the process of pulverized coal thermochemical conversion in one-dimensional stationary statement.

Results. The author has plotted the calculated dependences of gasification characteristics (cold gas efficiency, temperature of the produced gas) on the specific flow rate of the gasification agent ($\alpha=0,1-0,7$), oxygen concentration (20–30 %) and the initial temperature (373–1373 K) for O₂/N₂ and O₂/CO₂ mixtures. The optimal values of specific flow rates and the maximum values of cold gas efficiency in the entire range of parameters are determined. The author estimated the contribution of the thermophysical properties and gas reactivity to the change in the cold gas efficiency of the process when changing the composition of the gasification agent. To study the efficiency of heating oxidizer, the author used the criterion that takes into account heat external supply. The analysis shows that air overheating does not give a positive effect on composition of gasification products due to the strict stoichiometric restrictions; overheating of carbon dioxide allows not only increasing cold gas efficiency, but also improving process stability at low values of specific oxidizer consumption.

Key words:

Gasification, coal, oxyfuel, high-temperature air, mathematical modelling, cold gas efficiency.

The work was supported by the RF President grant for young candidates of sciences (MK-157.2020.8). Calculations were performed using the resources of the High-Temperature Circuit Multi-Access Research Center (Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, project no 13.CKP.21.0038).

REFERENCES

1. *World Energy Outlook 2019*. Paris, International Energy Agency, 2019. 810 p.
2. *Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii 2016* [Forecast of World and Russia energy sector development 2016]. Eds. A.A. Makarov, L.M. Grigoryeva, T.A. Mitrova. Moscow, Institute of Energy Research of RAS Publ., 2016. 200 p.
3. Santer B.D., Bonfils C.J.W., Fu Q., Fyfe J.C., Hegerl G.C., Mears C., Painter J.F., Po-Chedley S., Wentz F.J., Zelinka M.D., Zou C.-Z. Celebrating the anniversary of three key events in climate change science. *Nature Climate Change*, 2019, vol. 9, pp. 180–182. Available at: <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0424-x> (accessed 15 September 2021).
4. Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P., Solomin S.V., Stepanova T.B., Kokorin A.L. *Mirovaya energetika i perekhod k ustoychivomu razvitiyu* [World energy and transition to sustainable development]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2000. 269 p.
5. Makarov A.A. Sredstva i sledstviya sderzhivaniya emissii parnikovykh gazov v energetike Rossii [Tools and consequences of containment of greenhouse gases in Russia energy sector]. *Izvestiya AN. Energetika*, 2008, no. 5, pp. 3–18.
6. Ghoniem A.F. Needs, resources and climate change: Clean and efficient conversion technologies. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2011, vol. 37, pp. 15–51. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2010.02.006> (accessed 15 September 2021).
7. Leung D.Y.C., Caramanna G., Maroto-Valer M.M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 39, pp. 426–443. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093> (accessed 15 September 2021).
8. Tilman D., Hill J., Lehman C. Carbon-negative biofuels from low-input high-diversity grassland biomass. *Science*, 2006, vol. 314, pp. 1598–1600. Available at: <https://doi.org/10.1126/science.1133306> (accessed 15 September 2021).
9. Chen L., Yong S.Z., Ghoniem A.F. Oxy-fuel combustion of pulverized coal: Characterization, fundamentals, stabilization and CFD-modeling. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2012, vol. 38, pp. 156–214. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.09.003> (accessed 15 September 2021).
10. Tola V., Pettinau A. Power generation plants with carbon capture and storage: a techno-economic comparison between coal combustion and gasification technologies. *Applied Energy*, 2014, vol. 113, pp. 1461–1474. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.09.007> (accessed 15 September 2021).
11. Toftegaard M.B., Brix J., Jensen P.A., Glarborg P., Jensen A.D. Oxy-fuel combustion of solid fuels. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2010, vol. 36, pp. 581–625. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2010.02.001> (accessed 15 September 2021).
12. Cormos C.-C. Oxy-combustion of coal, lignite and biomass: a techno-economic analysis for a large scale Carbon Capture and Storage (CCS) project in Romania. *Fuel*, 2016, vol. 169, pp. 50–57. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.005> (accessed 15 September 2021).
13. Cau G., Tola V., Ferrara F., Porcu A., Pettinau A. CO₂-free coal-fired power generation by partial oxy-fuel and post-combustion CO₂ capture: Techno-economic analysis. *Fuel*, 2018, vol. 214, pp. 423–435. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.023> (accessed 15 September 2021).
14. Mao Z., Zhang L., Zhu X., Zheng C. Experiment investigation of coal MILD-Oxy combustion integrated with flue gas recirculation at a 0.3 MWth furnace. *Fuel Processing Technology*, 2017, vol. 162, pp. 126–134. Available at: <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.04.002> (accessed 15 September 2021).
15. Oki Y., Hara S., Umamoto S., Kidoguchi K., Hamada H., Kobayashi M., Nakao Y. Development of high-efficiency oxy-fuel

- IGCC system. *Energy Procedia*, 2014, vol. 63, pp. 471–475. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1192> (accessed 15 September 2021).
16. Ralnikov P.A., Abaimov N.A., Ryzhkov A.F. Investigation of coal entrained-flow gasification in O₂-CO₂ mixtures for oxy-fuel IGCC. *Journal of Physics: Conference Series*, 2018, vol. 1128, no. 012007. Available at: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1128/1/012007> (accessed 15 September 2021).
 17. Watanabe H., Ahn S., Tanno K. Numerical investigation of effects of CO₂ recirculation in an oxy-fuel IGCC on gasification characteristics of a two-stage entrained flow coal gasifier. *Energy*, 2017, vol. 118, pp. 181–189. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.031> (accessed 15 September 2021).
 18. Allam R., Martin S., Forrest B., Fetvedt J., Lu X., Freed D., Brown Jr. G.W., Sasaki T., Itoh M., Manning J. Demonstration of the Allam cycle: an update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 5948–5966. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1731> (accessed 15 September 2021).
 19. Weiland N.T., White C.W. Techno-economic analysis of an integrated gasification direct-fired supercritical CO₂ power cycle. *Fuel*, 2018, vol. 212, pp. 613–625. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.022> (accessed 15 September 2021).
 20. Chein R.-Y., Hsu W.-H. Thermodynamic analysis of syngas production via tri-reforming of methane and carbon gasification using flue gas from coal-fired power plants. *Journal of Cleaner Production*, 2018, vol. 200, pp. 242–258. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.228> (accessed 15 September 2021).
 21. Higman C., Tam S. Advances in coal gasification, hydrogenation, and gas treating for the production of chemicals and fuels. *Chemical Reviews*, 2014, vol. 114, no. 3, pp. 1673–1708. Available at: <https://doi.org/10.1021/cr400202m> (accessed 15 September 2021).
 22. Taamallah S., Vogiatzaki K., Alzahrani F.M., Mokheimer E.M.A., Habib M.A., Ghoniem A.F. Fuel flexibility, stability and emissions in premixed hydrogen-rich gas turbine combustion: Technology, fundamentals, and numerical simulations. *Applied Energy*, 2015, vol. 154, pp. 1020–1047. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.044> (accessed 15 September 2021).
 23. Ryzhkov A.F., Bogatova T.F., Levin E.I. *Parogazovye tekhnologii na tverdom toplive* [Combined cycle technologies based on solid fuels]. Ekaterinburg, UrFU Publ., 2018. 160 p.
 24. Tumanovskii A.G. Prospects for the development of coal-steam plants in Russia. *Thermal Engineering*, 2017, vol. 64, no. 6, pp. 399–407. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0040601517060088> (accessed 15 September 2021).
 25. Cormos A.-M., Dinca C., Cormos C.-C. Multi-fuel multi-product operation of IGCC power plants with carbon capture and storage (CCS). *Applied Thermal Engineering*, 2015, vol. 74, pp. 20–27. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.12.080> (accessed 15 September 2021).
 26. Kler A.M., Tyurina E.A., Mednikov A.S. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis. *Energy*, 2018, vol. 165B, pp. 890–899. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.179> (accessed 15 September 2021).
 27. Yin C., Yan J. Oxy-fuel combustion of pulverized fuels: combustion fundamentals and modeling. *Applied Energy*, 2016, vol. 162, pp. 742–762. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.149> (accessed 15 September 2021).
 28. Yu J., Ou W., Zhou K. Mass transfer coefficients considering boundary layer reaction in oxy-fuel combustion of coal char. *Fuel*, 2014, vol. 124, pp. 173–182. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.01.101> (accessed 15 September 2021).
 29. Jimenez S., Gonzalo-Tirado C. Properties and relevance of the volatile flame of an isolated coal particle in conventional and oxy-fuel combustion conditions. *Combustion and Flame*, 2017, vol. 176, pp. 94–103. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.combustflame.2016.09.024> (accessed 15 September 2021).
 30. Maffei T., Khatami R., Perucci S., Faravelli T., Ranzi E., Levendis Y.A. Experimental and modeling study of single coal particle combustion in O₂/N₂ and Oxy-fuel (O₂/CO₂) atmospheres. *Combustion and Flame*, 2013, vol. 160, no. 11, pp. 2559–2572. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.combustflame.2013.06.002> (accessed 15 September 2021).
 31. Goshayeshi B., Sutherland J.C. Prediction of oxy-coal flame stand-off using high-fidelity thermochemical models and the one-dimensional turbulence model. *Proceedings of the Combustion Institute*, 2015, vol. 35, pp. 2829–2837. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proci.2014.07.003> (accessed 15 September 2021).
 32. Zhang J., Ito T., Ito S., Riechelmann D., Fujimori T. Numerical investigation of oxy-fuel combustion in a large-scale furnace: non-gray effect of gas and role of particle radiation. *Fuel*, 2015, vol. 139, pp. 87–93. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.08.020> (accessed 15 September 2021).
 33. Gaikwad P., Kulkarni H., Sreedhara S. Simplified numerical modelling of oxy-fuel combustion of pulverized coal in a swirl burner. *Applied Thermal Engineering*, 2017, vol. 124, pp. 734–745. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.06.069> (accessed 15 September 2021).
 34. Alvarez L., Yin C., Riaza J., Pevida C., Pis J.J., Rubiera F. Oxy-coal combustion in an entrained flow reactor: Application of specific char and volatile combustion and radiation models for oxy-firing conditions. *Energy*, 2013, vol. 62, pp. 255–258. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.063> (accessed 15 September 2021).
 35. Alvarez L., Yin C., Riaza J., Pevida C., Pis J.J., Rubiera F. Biomass co-firing under oxy-fuel conditions: a computational fluid dynamics modelling study and experimental validation. *Fuel Processing Technology*, 2014, vol. 120, pp. 22–33. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2013.12.005> (accessed 15 September 2021).
 36. Vega F., Benjumea F., Navarrete B., Portillo E. Geometric parameter evaluation of a 0.5 MWth bench-scale oxy-combustion burner. *Fuel*, 2015, vol. 139, pp. 637–645. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.035> (accessed 15 September 2021).
 37. Franchetti B.M., Marincola F.C., Navarro-Martinez S., Kempf A.M. Large Eddy Simulation of a 100 kWth swirling oxy-coal furnace. *Fuel*, 2016, vol. 181, pp. 491–502. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.05.015> (accessed 15 September 2021).
 38. Amoo L.M. Computational fluid dynamics simulation of Lafia-Obi bituminous coal in a fluidized-bed chamber for air- and oxy-fuel combustion technologies. *Fuel*, 2015, vol. 140, pp. 178–191. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.076> (accessed 15 September 2021).
 39. Wu Y., Liu D., Duan L., Ma J., Xiong J., Chen X. Three-dimensional CFD simulation of oxy-fuel combustion in a circulating fluidized bed with warm flue gas recycle. *Fuel*, 2018, vol. 216, pp. 596–611. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.12.042> (accessed 15 September 2021).
 40. Bhuiyan A.A., Naser J. Numerical modelling of oxy fuel combustion, the effect of radiative and convective heat transfer and burnout. *Fuel*, 2015, vol. 139, pp. 268–284. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.08.034> (accessed 15 September 2021).
 41. Guo J., Liu Z., Huang X., Zhang T., Luo W., Hu F., Li P., Zheng C. Experimental and numerical investigations on oxy-coal combustion in a 35 MW large pilot boiler. *Fuel*, 2017, vol. 187, pp. 315–327. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.09.070> (accessed 15 September 2021).
 42. Bhunia S., Sadhukhan A.K., Gupta P. Modelling and experimental studies on oxy-fuel combustion of coarse size coal char. *Fuel Processing Technology*, 2017, vol. 158, pp. 73–84. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2016.11.015> (accessed 15 September 2021).
 43. Zhou Z., Chen L., Guo L., Qian B., Wang Z., Cen K. Computational modeling of oxy-coal combustion with intrinsic heterogeneous char reaction models. *Fuel Processing Technology*, 2017, vol. 161, pp. 169–181. Available at: <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.03.009> (accessed 15 September 2021).
 44. Niu Y., Liu S., Yan B., Wang S., Zhang X., Hui S. Effects of CO₂ gasification reaction on the combustion of pulverized coal char. *Fuel*, 2018, vol. 233, pp. 77–83. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.053> (accessed 15 September 2021).
 45. Shen Z., Zhang L., Liang Q., Xu J., Lin K., Liu H. In situ experimental and modeling study on coal char combustion for coarse particle with effect of gasification in air (O₂/N₂) and O₂/CO₂ atmospheres. *Fuel*, 2018, vol. 233, pp. 177–187. Available

- at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.045> (accessed 15 September 2021).
46. Duesco C., Mayoral M.C., Andres J.M., Escudero A.I., Diez L.I. Towards oxy-steam combustion: The effect of increasing the steam concentration on coal reactivity. *Fuel*, 2019, vol. 239, pp. 534–546. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.11.035> (accessed 15 September 2021).
 47. Li Y., Sun R., Wu J., Wang Z., Wang M., Song Z. Effect of H₂O on char-nitrogen conversion during char-O₂/H₂O combustion under high-temperature entrained flow conditions. *Combustion and Flame*, 2019, vol. 207, pp. 391–405. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2019.06.013> (accessed 15 September 2021).
 48. Roy B., Bhattacharya S. Combustion of single char particles from Victorian brown coal under oxy-fuel fluidized bed conditions. *Fuel*, 2016, vol. 165, pp. 477–483. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.099> (accessed 15 September 2021).
 49. Farazi S., Sadr M., Kang S., Schiemann M., Vorobiev N., Scherer V., Pitsch H. Resolved simulations of single char particle combustion in a laminar flow field. *Fuel*, 2017, vol. 201, pp. 15–28. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.011> (accessed 15 September 2021).
 50. Xue Z., Guo Q., Gong Y., Xu J., Yu G. Numerical study of a reacting single coal char particle with different pore structures moving in a hot O₂/CO₂ atmosphere. *Fuel*, 2017, vol. 206, pp. 381–389. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.035> (accessed 15 September 2021).
 51. Kriebitzsch S., Richter A. LES simulation of char particle gasification at Reynolds numbers up to 1000. *Combustion and Flame*, 2020, vol. 211, pp. 185–194. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2019.08.028> (accessed 15 September 2021).
 52. Liang C., Zhang H., Zhu Z., Na Y., Lu Q. CO₂-O₂ gasification of a bituminous coal in circulating fluidized bed. *Fuel*, 2017, vol. 200, pp. 81–88. Available at: <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.03.032> (accessed 15 September 2021).
 53. Kidoguchi K., Hara S., Oki Y., Kajitani S., Umemoto S., Inumaru J. Development of oxy-fuel IGCC system with CO₂ recirculation for CO₂ capture: experimental examination on effect of gasification reaction promotion by CO₂ enriched using bench scale gasifier facility. *Proceedings of the ASME 2011 Power Conference*. Denver, USA, July 12–14 2011. Vol. 2, pp. 485–492. Available at: <https://doi.org/10.1115/POWER2011-55458> (accessed 15 September 2021).
 54. Tsuji H., Gupta A.K., Hasewaga T., Katsuki M., Kishimoto K., Morita M. *High temperature air combustion. From energy conservation to pollution reduction*. CRC Press, 2003. 405 p. Available at: <https://doi.org/10.1201/9781420041033> (accessed 15 September 2021).
 55. Yoshikawa K. High temperature gasification of coal, biomass, and solid wastes. *Proc. 2nd International Seminar on High Temperature Air Combustion*. Stockholm, Sweden, 2000. pp. 17–18.
 56. Sugiyama S., Suzuki N., Kato Y., Yoshikawa K., Omino A., Ishii T., Yoshikawa K., Kiga T. Gasification performance of coals using high temperature air. *Energy*, 2005, vol. 30, nos. 2–4, pp. 399–413. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.06.001> (accessed 15 September 2021).
 57. Ryzhkov A.F., Abaimov N.A., Donskoy I.G., Svishchev D.A. Modernization of air-blown entrained-flow gasifier of integrated gasification combined cycle plant. *Combustion, Explosion, and Shock Waves*, 2018, vol. 54, no. 3, pp. 337–344. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0010508218030103> (accessed 15 September 2021).
 58. Donskoy I.G. Numerical study of operating parameters of a single-stage air-steam blown gasification process of pulverized coal. *Energy Systems Research*, 2019, vol. 2, no. 3, pp. 55–61. Available at: <https://dx.doi.org/10.25729/esr.2019.03.0007> (accessed 15 September 2021).
 59. Ryzhkov A.F., Gordeev S.I., Bogatova T.F. Selecting the process arrangement for preparing the gas turbine working fluid for an integrated gasification combined-cycle power plant. *Thermal Engineering*, 2015, vol. 62, no. 11, pp. 796–801. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0040601515110075> (accessed 15 September 2021).
 60. Kler A.M., Marinchenko A.Yu., Potanina Yu.M. Development of mathematical model of the system of high-temperature ceramic heat exchangers of periodic action. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, vol. 329, no. 3, pp. 26–35. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/3/159> (accessed 15 September 2021).
 61. Donskoy I.G., Shamansky V.A., Kozlov A.N., Svishchev D.A. Coal gasification process simulations using combined kinetic-thermodynamic models in one-dimensional approximation. *Combustion Theory and Modelling*, 2017, vol. 21, no. 3, pp. 529–559. Available at: <https://doi.org/10.1080/13647830.2016.1259505> (accessed 15 September 2021).
 62. Donskoy I.G. Mathematical modeling of the reaction zone of a Shell–Preñflo gasifier with the use of the models of sequential equilibrium. *Solid Fuel Chemistry*, 2016, vol. 50, no. 3, pp. 191–196. Available at: <https://doi.org/10.3103/S0361521916030034> (accessed 15 September 2021).
 63. Frank-Kamenetskii D.A. *Diffusion and Heat Exchange in Chemical Kinetics*. Princeton, Princeton Univ. Press, 2015. 370 p.
 64. McBride B.J., Zehe M.J., Gordon S. *NASA Glenn Coefficients for Calculating Thermodynamic Properties of Individual Species (NASA\TP-2002-211556)*. Cleveland, Glenn Research Center, 2002. 296 p.
 65. Hirschfelder J.O., Curtiss C.F., Bird R.B., Mayer M.G. *Molecular theory of gases and liquids*. New York, Wiley, 1954. 1280 p.
 66. Messerle A.V., Messerle V.E., Ustimenko A.B. Plasma thermochemical preparation for combustion of pulverized coal. *High Temperature*, 2017, vol. 55, no. 3, pp. 352–360. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0018151X17030142> (accessed 15 September 2021).
 67. Kaganovich B.M., Filippov S.P., Keiko A.V., Shamanskii V.A. Thermodynamic models of extreme intermediate states and their applications in power engineering. *Thermal Engineering*, 2011, vol. 58, no. 2, pp. 143–152. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0040601511020054> (accessed 15 September 2021).
 68. Watanabe H., Tanno K., Umetsu H., Umemoto S. Modeling and simulation of coal gasification on an entrained flow coal gasifier with a recycled CO₂ injection. *Fuel*, 2015, vol. 142, pp. 250–259. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.11.012> (accessed 15 September 2021).
 69. Prins M.J., Ptasiński K.J., Janssen F.J.J.G. From coal to biomass gasification: comparison of thermodynamic efficiency. *Energy*, 2007, vol. 32, pp. 1248–1259. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.07.017> (accessed 15 September 2021).

Received: 21 October 2021.

Information about the authors

Igor G. Donskoy, Cand. Sc., senior researcher, Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS.

УДК 551.7.001.5(4'7) (470.53)

СТРОЕНИЕ И ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА СЕВЕРО-ВОСТОКА ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ В ПРОТЕРОЗОЕ И ПАЛЕОЗОЕ НА ОСНОВЕ МНОГОЛЕТНИХ НАБЛЮДЕНИЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ И ИССЛЕДОВАНИЙ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Сулима Александр Иванович¹,
super.sulima2013@yandex.ru

Плюснин Алексей Владимирович²,
plysnin_av@irkutskoil.ru

Плешков Лев Дмитриевич¹,
levpleshkov@gmail.com

Трубин Ярослав Сергеевич³,
iyr-2009@mail.ru

Тимофеев Владислав Дмитриевич¹,
immrill@yandex.ru

¹ Пермский государственный национальный исследовательский университет,
Россия, 614068, г. Пермь, ул. Букирева, 15.

² ООО «ИНК»,
Россия, 664007, г. Иркутск, пр. Большой Литейный, 4.

³ Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью переосмысления строения осадочного чехла северо-востока Восточно-Европейской платформы с позиций секвенс-стратиграфического анализа, что даст возможность построения эвстатической кривой и станет основой более детального изучения.

Цель: расчленение отложений на секвенсы первого и второго порядка и построение кривой колебания уровня моря.

Объекты: геологические разрезы западного склона Урала, северо-востока Восточно-Европейской платформы и глубокие скважины Ниримской, Кулигинской, Соколовской, Сивинской, Северокамской, Сухобизярской, Юмышской, Веслянской и Осинцевской площади.

Методы: полевые работы, межскважинная корреляция, литолого-фациальный, эвстатический и бассейновый анализ.

Результаты. Проведённое комплексное обобщение данных глубокого бурения и полевых наблюдений геологических разрезов позволило с позиций секвенс-стратиграфического анализа выделить и описать пять секвенсов первого порядка (мегасеквенсы), сменяющих друг друга снизу вверх: рифейский; вендский; нижнедевонско-турнейский; визейско-нижнепермский; нижнепермский-верхнепермский. Мегасеквенсы, в свою очередь, были разделены на секвенсы второго порядка (суперсеквенсы): нижнедевонский; нижнедевонско-нижнефранский; среднефранско-турнейский; визейско-башкирский; московско-ассельский; сакмарско-кунгурский; уфимско-верхнепермский. К границам секвенсов приурочены стратиграфические перерывы разной продолжительности. Самыми длительными являются перерывы между нижним рифеем и верхним вендом, а также верхним вендом и нижним девонем. Секвенс-стратиграфический анализ позволил впервые построить эвстатическую кривую для данного района. Максимальные регрессии пришлись на эмский, визейский и московский века и на средне-позднепермскую эпохи. К ним приурочен тракт низкого стояния уровня моря и основные терригенные коллекторы. Максимальные трансгрессии отмечены в фаменский, турнейский, башкирский ассельский века. К ним приурочены органогенные постройки, формировавшиеся на тракте высокого стояния уровня моря. Таким образом, прослежена геологическая история осадконакопления северо-востока Восточно-Европейской платформы.

Ключевые слова:

Секвенс-стратиграфия, верхний палеозой, Восточно-Европейская платформа, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Пермский край, корреляция скважин, литолого-фациальный анализ, эвстатический анализ, бассейновый анализ.

Введение

За более чем двухсотлетнюю историю изучения Восточно-Европейской платформы (ВЕП) исследователями накоплен обширный фактический материал по строению, истории геологического развития и стратификации отложений. Наиболее изучена восточная часть платформы, к которой приурочена Волго-Уральская антеклиза, отвечающая одноименной нефтегазоносной провинции (рис. 1, а). Здесь высокая

плотность структурного и поискового бурения. Территория Пермского края по-своему является уникальной. Именно здесь под руководством П.И. Преображенского в 1929 г. была добыта первая нефть и открыта Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (ВУНГП). Территория края является стратотипической местностью и геологическим полигоном с типовыми разрезами девонской, каменноугольной и пермской систем.

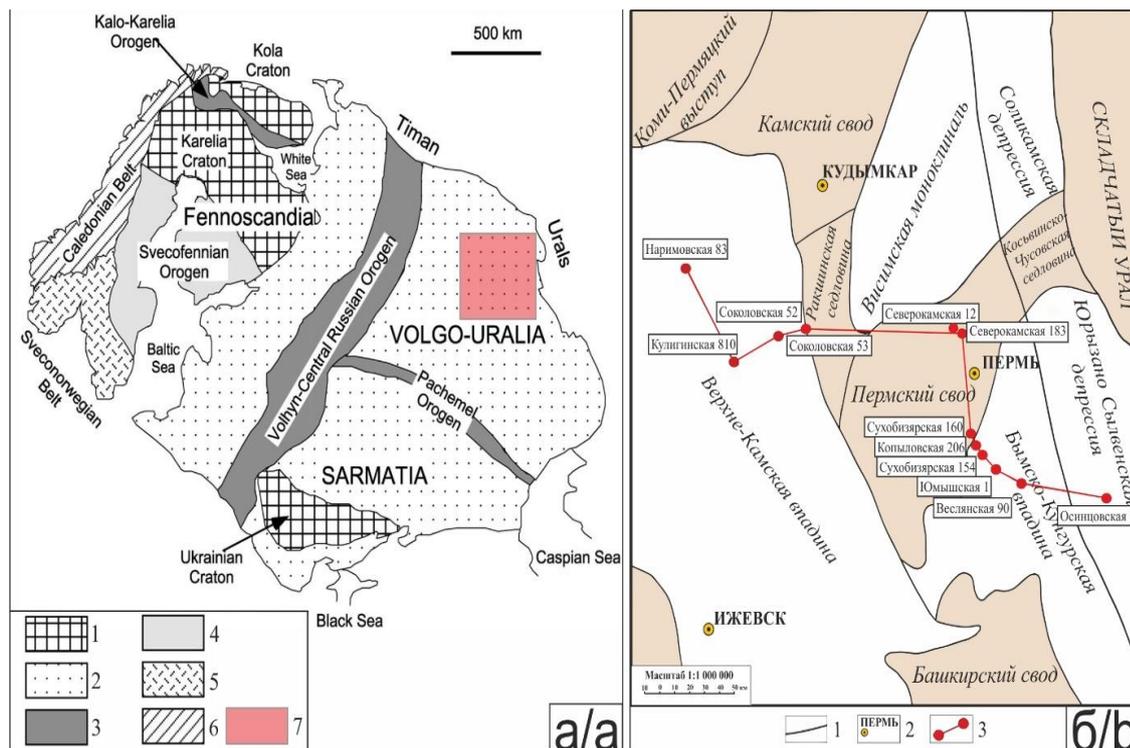


Рис. 1. Геологическая карта, показывающая основные тектонические единицы Восточно-Европейской платформы [1] (а): 1 – архейский фундамент; 2 – кратонный фундамент покрыт фанерозойскими породами; 3 – возраст 1,9–1,8 млрд лет коллизионного орогена; 4 – возраст 1,9–1,8 млрд лет, аккреционный ороген; 5 – мезопротерозойский ороген; 6 – палеозойский ороген; 7 – район исследования. Тектоническая схема изучаемого района (б): 1 – границы тектонических структур; 2 – населенные пункты; 3 – скважины и линия построения профиля

Fig. 1. Geological map showing the main tectonic units of the East European platform [1] (a): 1 – exposed Archean basement; 2 – cratonic basement covered by phanerozoic rocks; 3 – 1,9–1,8 Ga collisional orogen; 4 – 1,9–1,8 Ga accretional orogen; 5 – mesoproterozoic orogen; 6 – paleozoic orogen; 7 – study area. Tectonic diagram of the study (b): 1 – boundaries of tectonic structures; 2 – cities; 3 – wells and the profile line

В последние годы для повышения надежности стратиграфических построений и успешного проведения геологоразведочных работ становится актуальным привлечение секвенс-стратиграфического анализа. Это обстоятельство и высокий ресурсный потенциал ВУНГП диктуют потребность в проведении данных работ по секвенс-стратиграфическому анализу, направленных на выявление закономерностей формирования отложений осадочного чехла в изучаемом районе.

В предлагаемой работе авторами предпринята попытка секвенс-стратиграфического анализа осадочного чехла по линии составленного ими профиля (рис. 1, б) с выделением секвенсов 1-го и 2-го порядков, на основании которого удалось построить эвстатическую кривую колебания уровня моря для протерозойской акротемы и палеозойской эратемы. Таким образом, прослежена история геологического развития исследуемой территории. Показаны трансгрессивно-регрессивные тренды и тектонические события, оказавшие влияние на эвстатику северо-восточной части ВЕП. Приведена краткая характеристика геологических объектов, в которых можно наблюдать разрезы изучаемого стратиграфического интервала. Эта характеристика является наглядным путеводителем по описываемым осадочным последовательностям.

Материал и методы исследования

Основой работы является материал, накопленный и обобщенный во время полевых наблюдений геологических объектов в районе западного склона Урала, Предуралья, краевого прогиба, равнинной части Пермского края, с включением результатов ранее опубликованных авторских работ на эту тему.

Краткое описание геологических разрезов. Авторы приводят краткий список наиболее представительных типовых разрезов северо-востока ВЕП в пределах Пермского края. Общий метраж изученных разрезов составил порядка 835 м. Далее авторы дают краткую привязку и описание некоторых наиболее представительных геологических разрезов, наглядно иллюстрирующих описываемые ниже осадочные последовательности (рис. 2, а).

Разрез «Осянка» лежит к востоку от города Кизела Пермского края, на запад от главного водораздельного хребта Урала и представляет собой вытянутый с севера на юг горный хребет длиной 16 км. Высота главной вершины 1119,4 м. Южным продолжением хребта Осянка являются заповедные Басеги. Объект интересен тем, что он даёт возможность ознакомиться с терригенным разрезом верхнего рифея, выделенным в одноименную осянскую свиту.

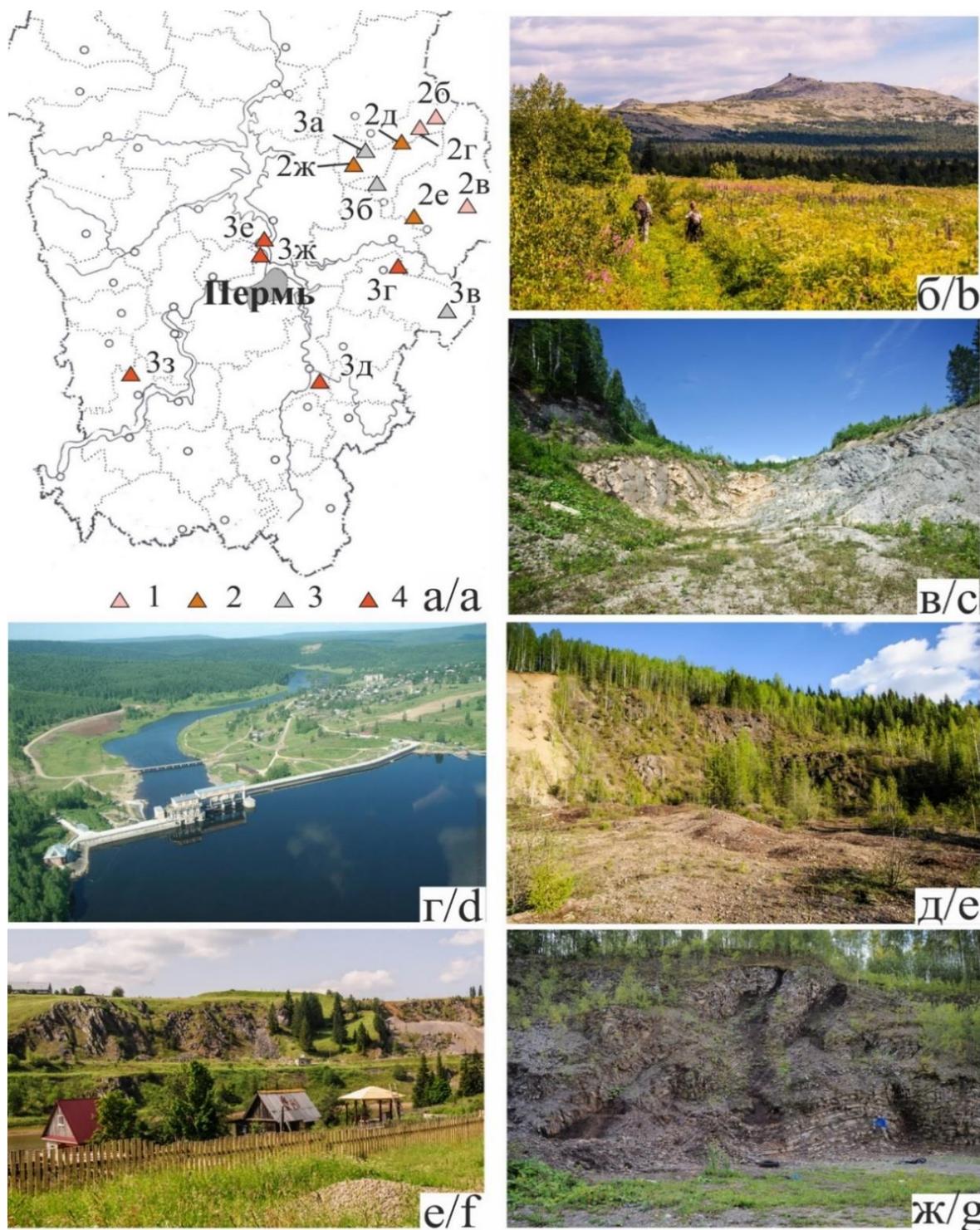


Рис. 2. Схема расположения описываемых геологических разрезов на геологической карте Пермского края и их номера (а): 1) протерозойские отложения; 2) девонская система; 3) каменноугольная система; 4) пермская система. Геологические разрезы протерозойских и девонских отложений (б–ж): б) гора Ослянка, стратотип ослянской свиты рифея; в) карьер «Борок», вскрывший мраморы клыктянской свиты рифея со строматолитами; г) разрез «Широковский», как местонахождение эдикарской фауны; д) разрез «Хорошевка», девонский риф; е) разрез «Пашицкий гребешок» с карбонатными отложениями верхнего девона; ж) разрез «Коксохим», местонахождение девонских клименид

Fig. 2. Layout of the described geological sections on the map of the Perm Territory and their numbers (a): 1) Proterozoic deposits; 2) Devonian system; 3) Carboniferous; 4) Permian system. Geological sections of Proterozoic and Devonian sediments (b–g): b) mount Oslyanka, stratotype of the «Oslyanskaya» suite of the Riphean; c) «Borok» quarry, which exposed the marbles of the Riphean Klyktan Formation with stromatolites; d) section «Shirokovsky», as the location of the Edikar fauna; e) section «Khoroshevka», Devonian reef; f) section «Pashiitskiy grebeshok» with Upper Devonian carbonate deposits; g) section «Koksochim», location of the Devonian Climenides

Свита имеет выдержанный литологический состав и нацело сложена светло-серыми с желтым оттенком и серыми мелкозернистыми кварцитопесчаниками, состоящими из регенерированных зерен кварца, иногда в небольшом количестве присутствуют полевые шпаты. На поверхностях напластования местами отмечаются знаки волновой ряби (рис. 2, б).

Разрез «Борок» расположен в 2 км восточнее пос. Старый Бисер в долине реки Койвы. Разрез интересен тем, что в нем обнажены мраморы и мраморизованные известняки клыктанской свиты верхнего рифея. Цвет мраморов и мраморизованных известняков бледно-серый, розоватый, вишневый, фиолетовый. Среди мраморов встречаются строматолиты (рис. 2, в).

Разрез «Широковский» расположен на левом берегу Широковского водохранилища вблизи устья реки Няра, на территории городских округов Кизела и Губаха. В обрыве цокольной террасы и по берегам водохранилища обнажаются плотные серо-зеленые и палевые аргиллиты и алевролиты чернокаменной свиты верхнего венда. Эти породы перекрываются отложениями среднего девона. Этот разрез – единственное в крае место, где достоверно были обнаружены образцы, содержащие бесскелетную эдиакарскую фауну (рис. 2, г).

Долина реки Косьвы в районе города Губаха изобилует уникальными геологическими объектами, в которых обнажен весь разрез карбона, частично девона и нижней перми.

Разрез «Хорошевка» находится в карьере на правом берегу реки Хорошевки, притока Косьвы, в 1 км от её устья, на территории городского округа «Губаха». Здесь можно увидеть прекрасные разрезы среднего и верхнего отделов девонской системы. Темноцветные аргиллиты франского яруса представляют собой относительно глубоководный карбонатный разрез. Здесь встречаются отдельные фрагменты панцирей древних рыб (плакодерм) вместе с раковинами брахиопод и другой бентосной фауны. Богаты органическими остатками и глинистые известняки эйфельского яруса, содержащие большое количество массивных колоний табулятных и одиночных четырёхлучевых кораллов (рис. 2, д).

Разрез «Пашийский Гребешок» находится на правом берегу Пашийского пруда, на северной окраине пгт Пашия Горнозаводского городского округа. Разрез приурочен к Безгодовско-Пашийской синклинальной зоне, к скальным выходам смятых в складки известняков фаменского яруса. Отложения представлены серыми и светло-серыми массивными биогермными известняками, реже коричневато-серыми слоистыми доломитами. Мощность прослоев известняков возрастает от 1,5–2 (в нижней части разреза) до 15 м (в верхней), а доломитов соответственно уменьшается от 30 до 0,5 м (рис. 3, е).

Разрез «Ядро» находится на левом берегу Косьвы, напротив Губахинского коксохимического завода, и представлен автодорожной выемкой. Это территория городского округа «Губаха». Здесь вскрывается ядро Главной Кизеловской антиклинали, где можно увидеть доманиковый тип разреза фаменского яруса

верхнего девона, представленный темно-серыми до черных глинистыми сланцами и аргиллитами фаменского яруса (рис. 2, ж).

Разрез «Губаха» находится на правом берегу р. Косьвы, вдоль железнодорожной линии, между старым и новым автомобильными мостами, несколько ниже посёлка Верхняя Губаха. Каменноугольные породы собраны здесь в мелкую дисгармоничную складчатость, осложнённую тектоническими разрывами. Это наиболее типичный разрез турнейского яруса. В известняках содержится фаунистический комплекс, состоящий главным образом из одиночных четырёхлучевых кораллов, также отмечены кустистые колонии табулятных кораллов – сиринопор, брахиоподы отряда продуктида и многочисленные крупные фораминиферы (рис. 3, а).

Разрез «Каменный город» представляет собой группу высоких останцев в южной части хребта Рудянский спой, которая завершается на севере протяжённым скальным гребнем и горой Крестовой. Разрез находится на территории Гремячинского городского округа. Скальные останцы высотой до 20 м составляют гряду, представленную песчаниками бобриковского горизонта нижнего отдела каменноугольной системы. Кварцевые средне- и мелкозернистые с примесью крупных зёрен песчаники слагают русло палеореки. Слоистость хорошо выраженная косая, прямолинейная и однонаправленная, образована сортировкой песчаного материала (рис. 3, б).

Разрез «Орёл» находится на территории Лысьвенского городского округа, к юго-западу от станции Кын, на окраине одноимённого посёлка. Разрез представляет собой скальные выходы известняков на правом берегу р. Большой Кын, самое крупное обнажение называется скала «Орёл». В этом разрезе представлены известняки, начиная с башкирского яруса среднего карбона, верхнего отдела каменноугольной системы, и заканчивая низами приуральского отдела пермской системы (асельского и сакмарского возраста) (рис. 3, в).

Разрез «Травянка» находится на восточной окраине города Лысьва, в старом карьере, на террасе реки Большая Травянка. Нижнепермские отложения представлены конгломератами урминской свиты артинского яруса с подчинёнными прослоями песчаников и слагают «пермскую» молассовую формацию. Среди галек встречены отпечатки нижнепермских растений, в частности папоротников, и включения фауны в виде фрагментов одиночных кораллов и раковин брахиопод (рис. 3, г).

Разрез «Ермак» на одноимённой скале можно увидеть на правом берегу реки Сылвы в Кунгурском районе. В обрыве высокой террасы вскрывается рифовая постройка артинского яруса. В рифовых известняках, отличающихся массивностью и кавернозностью, встречаются многочисленные зеленые водоросли (основные рифостроители), сетчатые колонии разнообразных мшанок-криптостомат, раковины брахиопод (продуктиды, строфомениды, теребратулиды и ринхонеллиды), двусторчатых и брюхоногих моллюсков. Межрифовые отложения представлены плитчатыми известняками, доломитами и мергелями (рис. 3, д).



Рис. 3. Геологические разрезы каменноугольных и пермских отложений: а) разрез «Губаха», типичный для турнейского яруса; б) разрез «Каменный город», песчаниковые останцы визейского яруса; в) разрез «Кын», пограничные отложения каменноугольной и пермской систем; г) разрез «Травянка», артинская моласса; д) разрез «Ермак», палеориф кунгурского возраста; е) разрез «Залесная», с сульфатными породами кунгурского яруса; ж) разрез Чумкаский карьер; з) разрез «Самосадки», пермские терригенные отложения

Fig. 3. Geological sections of Carboniferous and Permian deposits: a) Gubakha section, typical of the Tournaisian stage; b) section «Kamenny gorod», sandstone outliers of the Visean stage; c) Section «Kyn», boundary deposits of the Carboniferous and Permian systems; d) section «Travyanka», molasses from Artian stage; e) section «Ermak», paleobioherm of Kungurian age; f) section «Zalesnaya», with sulfate rocks of the Kungurian stage; g) «Chumkaskiy» quarry; h) section «Samosadki», Permian terrigenous deposits

Разрез «Залесная» расположен на левом берегу Камского водохранилища, непосредственно у деревни Залесная Добрянского городского округа, чуть севернее города Перми. Разрез представляет собой череду обнажений пород в береговых обрывах и недействующий гипсовый карьер. Здесь обнажена граница карбонатно-сульфатной толщи кунгурского яруса и сульфатно-карбонатная толща соликамской свиты уфимского яруса (рис. 3, е, ж).

Разрез «Самосадки» представлен в горных выработках Самосадкинского месторождения волконскоита и находится в урочище Самосадки, что в 5 км к северу от села Шлыки Частинского муниципального округа, на склоне горы Каравашек. Несколькими штольными вскрыты красноцветные терригенные отложения казанского яруса, представленные русловыми фациями. К базальным частям палеорусел, особенно к их излучинам, приурочены конгломераты, в залегающих выше желтовато-бурых косослоистых песчаниках встречены скопления окаменевшей древесины, частично замещенной волконскоитом (рис. 3, з).

Региональные построения. С целью построения регионального геологического профиля были выбраны 10 скважин, вскрывших фундамент или почти достигших его поверхности, с полным комплексом геолого-геофизической информации: гамма-каротаж, нейтронный каротаж, описание керна и шлама. Названия площадей и номера скважин, перечисленные в направлении с запада на восток, следующие: Ниримская скв. 83, Кулигинская скв. 810, Соколовская скв. 52, Сивинская скв. 3, Северокамская скв. 183, Сухобизярская скв. 160, Юмышская скв. 1, Веслянская скв. 90, Осинцевская скв. 1. Следует отметить, что для исследований также были использованы данные по разрезу Северокамской скв. 12, пробуренной в районе скв. 183. Данная скважина вскрыла кристаллический фундамент, но не была охарактеризована радиоактивным каротажом. Общая величина проходки выбранных скважин составила 23821 м, суммарный метраж проходки с отбором керна – 7151 м, отобрано и описано керна в объеме 7580 м. Интерпретация кривых ГИС и идентификация пород контролировались описанием шлама из дел скважин в проблемных интервалах разреза. Выравнивание корреляционного профиля произведено по кровле девонских терригенных отложений (кровля терригенной пачки тиманского горизонта нижнефранского подъяруса), сопряженной с сейсмогеологическим отражающим горизонтом (ОГ) III.

Для построения корректных границ стратиграфических секвенсов между скважинами использовались сейсмогеологические данные из опубликованных источников [2–4], структурных карт (карт стратоизогипс) маркирующих горизонтов протерозойской акротемы и палеозойской эратемы и временных разрезов, находящихся на линии профиля.

Стратификация разрезов скважин производилась по принятым стратиграфическим схемам для протерозойской акротемы, девонской, каменноугольной и пермской систем. Так, для верхнего протерозоя применена «Стратиграфическая схема рифейско-

вендских отложений Волго-Уральской области» [5]. Нижнерифейские отложения на западе профиля приурочены к кыргинской серии, вендские по всему профилю – к кудымкарской и бородулинской серии верхнего венда.

Подразделения девонской системы отображены в соответствии с «Унифицированной субрегиональной стратиграфической схемой верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона» [6]. В отличие от прежней стратиграфической схемы по девонской системе 1990 г., тиманский горизонт полностью отнесен к нижнефранскому подъярису, а подстилающий его пашийский горизонт вошел в состав живетского яруса среднего девона. В верхнефранском подъяресе мендымский горизонт, подстилающий нерасчлененные верхнефранские отложения (воронежский, евлановский, ливенский горизонты), отнесен к речицкому горизонту.

Отложения каменноугольной системы по профилю сопряжены с действующей в данное время «Стратиграфической схемой каменноугольных отложений» [7].

Стратиграфия пермской системы претерпела значительные изменения по сравнению с прежней схемой 1990 г. Согласно Постановлению Бюро МСК от 08.04.2005 г. о модернизации верхнего отдела пермской системы Восточно-Европейской стратиграфической шкалы, верхний отдел был подразделен на средний (биармийский) и верхний (татарский) отделы. Уфимский ярус был присоединен к нижнему (приуральскому) отделу. Эта обновленная стратиграфическая схема Волго-Уральской области [8] была использована при построении профиля.

Для детального исследования разреза авторами применен секвенс-стратиграфический анализ, нацеленный на выявление и интерпретацию следов колебания уровня моря среди осадочных пород, а также детальные исследования строения, функционирования и эволюции осадочного палеобассейна.

В рамках работы авторами были выделены секвенсы, которые понимаются как относительно согласная последовательность генетически взаимосвязанных пластов, ограниченная в кровле и подошве стратиграфическими несогласиями или соответствующими им согласными границами. Секвенс сложен последовательностью системных трактов и интерпретируется как геологическое тело, сформированное в период между максимумами падения относительного уровня моря [9]. Системный тракт – это латеральный ряд синхронных седиментационных систем или фаций. Формирование системного тракта связано с определенным положением уровня моря. Это отражено в названиях системных трактов: окраинно-шельфовый тракт (ОШТ), тракт низкого стояния (ТНС), трансгрессивный системный тракт (ТСТ), тракт высокого стояния (ТВС). Системные тракты характеризовались по преобладающему типу отложений и представлены аллювиальными, флювиальными, приливно-отливными, дельтовыми фациями, фациями внутреннего (супралиторали, литорали, верхней сублиторали) и внешнего (сублиторали нижней, псевдоабиссали) шельфа [10].

Для фанерозойской эонотемы выделяют циклы эв-статических колебаний пяти порядков продолжительностью от сотен миллионов до десятков тысяч лет. Иерархия секвенсов включает 5 порядков: 1 порядок – более 50 МА; 2 порядок – 3–50 МА; 3 порядок – 0,5–3 МА; 4 порядок – 0,08–0,5 МА; 5 порядок – 0,03–0,08 МА [11]. Авторы в своей работе выделяют секвенсы первого и второго порядка. Выделение секвенсов 2-го порядка облегчается тем, что они отделяются региональными несогласиями. Для них авторами охарактеризованы системные тракты, характеризующие этапы развития осадочного бассейна. Секвенсы второго порядка подразделяются на более мелкие и имеют сложное строение, заслуживающее отдельного рассмотрения.

Краткие сведения о геологическом строении района исследования

В географическом и административном отношении региональный субширотный профиль приурочен к восточной окраине Восточно-Европейской равнины, начинаясь в южной части Верхнекамской возвышенности на западе и заканчиваясь на востоке в районе Уфимского плато. Он протягивается преимущественно в направлении с северо-запада на юго-восток. Первые две скважины (Ниримская 83 и Кулигинская 810) находятся на северо-востоке Кировской области и Республики Удмуртия соответственно, а остальные скважины пробурены в западной, центральной и юго-восточной частях Пермского края. Протяженность профиля составляет 312,8 км.

В тектоническом плане профиль характеризует строение восточной окраины Восточно-Европейской (Русской) платформы, прилегающей к Складчатому Уралу, в северо-восточной части Волго-Уральской антеклизы (рис. 1, а). Линия профиля пересекает с запада на восток Верхнекамскую впадину, Ракшинскую седловину, Пермский свод, Быско-Кунгурскую моноклинал, Юрюзано-Сылвенскую депрессию. По верхнедевонско-турнейским отложениям профиль в своей восточной части проходит через Калининскую впадину Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Конечная восточная Осинцевская скважина 1 пробурена в переходной от платформы к Уралу зоне Предуралья Краевого прогиба, выделяемого по нижнепермской молассе.

Геологическое строение восточной периферии Русской платформы на площади Среднего Предуралья определяется наличием двух крупных структурных комплексов, залегающих с резким угловым несогласием: *нижним* – архейско-нижнепротерозойским, представляющим собой складчатый фундамент, и *верхним* – фанерозойским осадочным чехлом, который подразделен на рифейский, вендский и верхнепалеозойский структурные этажи [12, 13].

Складчатый фундамент вскрыт пятью скважинами: 810, 52, 3, 12, 1 на глубину 50–300 м. Высотные отметки поверхности фундамента неравномерны и вдоль линии профиля варьируют от –2400 до –4500 м. Фундамент разновозрастный, гетерогенный, сложен

гранито-гнейсами, на востоке – гранито-гнейсами и амфиболитами. Воздымание фундамента в центральной части профиля сопряжено с Пермским сводом. В западной части профиля наблюдается морфологически выраженная интенсивная раздробленность фундамента на приподнятые и опущенные блоки.

Строение **рифейского** структурного этажа резко отличается от морфологии фундамента. Рифейские отложения залегают здесь с резким угловым несогласием на гранито-гнейсовых породах кристаллического фундамента, вследствие континентальной денудации [3]. Поэтому на приподнятых блоках фундамента, особенно в западной части профиля, отложения рифея отсутствуют или представлены в виде эрозионных останцев. На исследуемом профиле отложения **нижнего** рифея (RF₁) вскрыты скважинами 52 и 12. Они представлены его низами терригенного состава: красноцветными неотсортированными песчаниками, гравелитами, алевролитами с прослоями доломитов мощностью 19–200 м (рис. 4).

Отложения **вендского** терригенного комплекса по всему исследуемому профилю развиты повсеместно, они со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на разновозрастных породах **нижнего** рифея или покрывают денудированную поверхность фундамента на его выступах (рис. 4). Литологически они представлены песчано-глинистыми породами верхнего венда (V₂), отложения нижнего венда на площади размыты [14]. Подошва вендского комплекса наиболее приподнята на юго-западном приграничном окончании площади, где абсолютные отметки составляют –2300–2400 м, и наиболее погружена на восточном окончании профиля в районе скв. 1 (отметка –3020 м). Наибольшая стратиграфическая полнота разрезов верхнего венда и мощность характерны для центральной части профиля (скв. 12), где мощность достигает 947 м. В западной и восточной частях исследуемого профиля мощности разреза составляют 407–450 м.

Нижнедевонско-нижнефранский терригенный комплекс, сложенный преимущественно терригенными породами эмского (D_{1e}), эйфельского (D_{2ef}), живетского (D_{2g}) ярусов и тиманского горизонта франского яруса (D_{3f1}), с резким угловым и стратиграфическим несогласием лежит в основании верхнепалеозойской толщи Среднего Приуралья. Терригенные отложения представлены в основном песчаниками, алевролитами и аргиллитами, в средней части разреза (эйфельский ярус) выделяется карбонатная пачка.

Поверхность терригенного девона в западном начале профиля залегают на высотных отметках от –2100 до –1800 м. В середине профиля, на Северокамской вершине Пермского свода, поверхность приподнята до –1700 м, а на восточном окончании профиля погружена до –2570 м. Мощность терригенного девона на западе составляет 80–120 м, на Пермском своде – 180–200 м, на востоке профиля рифейские терригенные отложения выклиниваются.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс охватывает возрастной интервал от саргаевского горизонта среднефранского подъяруса верхнего

девона до кизеловского горизонта верхнетурнейского подъяруса нижнего карбона включительно. Он сложен различными карбонатами франского (D_{3f2-3}), фаменского (D_{3fm}) и турнейского (C_{1t}) ярусов.

Геологическое строение верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса выражается в системе зон мелководного шельфа и цепочек сопряженных отрицательных впадин с выровненными днищами и крутыми бортами, осложненными рифо-

генными образованиями [3, 14]. Начиная с саргаевского времени выделяются зоны мелководного шельфа и относительно глубоководных шельфовых впадин. Глубинные отметки залегания поверхности верхнедевонско-турнейских отложений вдоль профиля составляют на западе от -1400 м, поверхность воздымается на Пермском своде до -1230 м, а на восточном окончании профиля (скв. 1) погружается до -2030 м, то есть перепад отметок достигает 800 м.

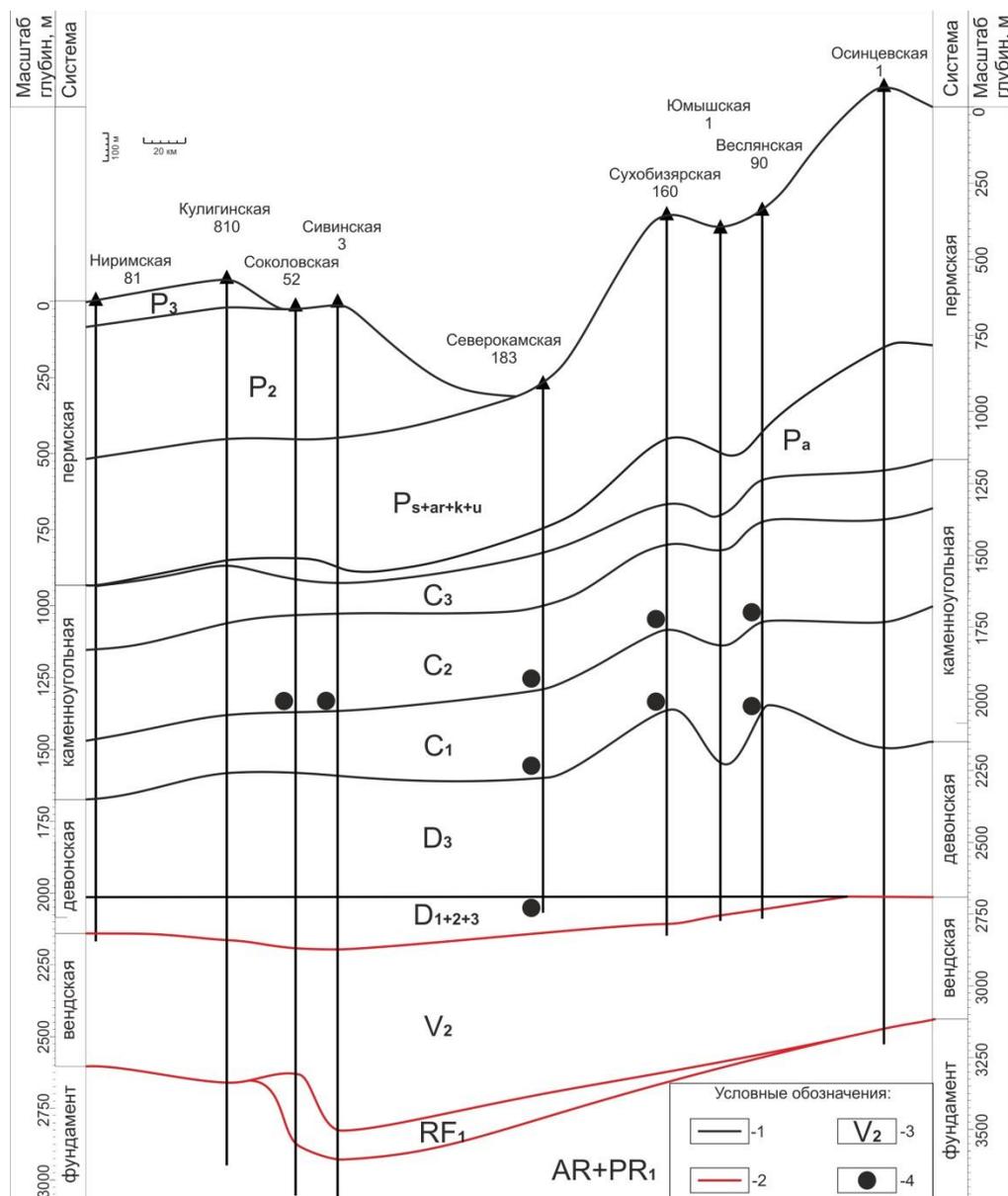


Рис. 4. Схематический региональный субширотный палеогеологический профиль по линии скважин северо-востока Восточно-Европейской платформы: 1 – стратиграфические границы; 2 – секвенс-стратиграфические границы; 3 – стратиграфический индекс; 4 – продуктивные пласты

Fig. 4. Schematic sublatitudinal paleogeological profile for the studied wells in the northeast of the East European regional platform: 1 – stratigraphic boundaries; 2 – sequence stratigraphic boundaries; 3 – line index; 4 – productive formations

Комплекс характеризуется зональным строением, где фациальные зоны в виде обширных полос северо-восточного простирания пространственно сменяются в направлении на восток и юго-восток по всей протяженности профиля [4].

Исследуемый профиль пересекает следующие фациальные зоны:

1. Зона супралиторали/литорали (доломиты, известняки карбонатные брекчии).
2. Зона приливно-отливных равнин (доломиты).

3. *Мелководный шельф* (шельфовая лагуна и внешний открытый шельф).
4. *Зона водорослевых построек бортовых гряд и мозаичных карбонатных платформ*. Зона подразделяется на северо-западную и юго-восточную водорослевые гряды позднефранско-среднефаменского возраста, состоящие из отдельных биогермов высотой 420–470 м, которые сложены различными органогенно-обломочными известняками и облекаются сверху слоистыми карбонатами позднефаменско-турнейского возраста мощностью 70–130 м. Ширина биогермной зоны 4–6 км, расстояние между северо-западным и юго-восточным бортами составляет 35–45 км.
5. *Зона заполнения прогибов Камско-Кинельской системы* клиноформной турнейской толщей (глинистые и карбонатные клиноформы). Склоновые турнейские клиноформы представлены преимущественно карбонатными телами, приосевые и осевая части сложены глинистыми клиноформенными телами мощностью 112–120 м, последовательно перекрывающими друг друга в центральных частях впадины [14]. Общая мощность 280–350 м. Ширина зоны заполнения на исследуемом профиле составляет 37 км, ширина осевой части – 11 км, мощность всего комплекса – 470 м.
6. *Фациальная зона доманикового мелководья с развитием водорослевых биостромовых банок*. К востоку от юго-восточной бортовой зоны выделяется собственно зона зарифового мелководья, сложенная известняково-доломитовой формацией [15]. Ширина ее на исследуемом профиле составляет около 80 км. Мощность разреза комплекса, вскрытого восточной Осинцевской скв. 1, составляет 520 м.

Визейский терригенный комплекс. Визейская терригенная толща представлена нижневизейским подъярусом (C_{1v_1}) в составе радаевского, бобриковского и нижней части тульского горизонтов. Визейские терригенные отложения прослежены по всему профилю и представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, иногда с прослоями конгломератов и карбонатных разностей [16]. Мощность толщи составляет 12–36 м на западе, достигая максимума 113 м на территории прогиба ККСП (Юмышская скв. 1).

Верхневизейско-башкирский карбонатный комплекс сложен известняково-доломитовой толщей в составе верхневизейского подъяруса (C_{1v_2}), серпуховского яруса (C_{1s}) и башкирского яруса среднего карбона (C_2b) с возрастающей сульфатизацией вверх по разрезу. Верхняя башкирская часть представлена преимущественно слоистыми известняками с брекчией в кровле. Мощность толщи – 220–314 м.

Средне-верхнекаменноугольный (московско-гжельский) карбонатный комплекс. Стратиграфически представлен московским ярусом среднего карбона (C_2m) и нерасчлененными касимовским и гжельским ярусами верхнего карбона (C_3k-g). В основании комплекса залегают терригенно-карбонатные мелководные отложения верейского горизонта мощностью 56–72 м, сложенные в западной части профиля мерге-

лями, аргиллитами и известняками (до скв. 183), в средней и восточной частях – известняками и аргиллитами, в краевой восточной части – переслаиванием известняков, аргиллитов и алевролитов.

Выше залегает *каширско-гжельская* карбонатная толща среднего и верхнего карбона, сложенная переслаиванием доломитов, известняков с подчиненными прослоями аргиллитов. Верхняя часть толщи значительно сульфатизирована. Мощность изменяется от 400 до 540 м. Мощность всего комплекса составляет 460–610 м.

Нижнепермские отложения в составе ассельского (P_1a), сакмарского (P_1s), артинского (P_1ar), кунгурского (P_1k), уфимского (P_1u) ярусов на линии исследуемого профиля представлены повсеместно и по-ярусно характеризуются сильной литофациальной изменчивостью и пятью–семью зонально вытянутыми субмеридиональными полосами, сменяющими друг друга в субширотном направлении. Верхняя часть комплекса (уфимский ярус) выполнена отложениями фаций переходными к континентальным.

На западе профиля преобладают сульфатные и карбонатно-сульфатные отложения, в центральной части – карбонатные (доломитово-известняковые) породы, на востоке – глинисто-карбонатные, сульфатно-карбонатно-терригенные и обломочные осадки. Обломочная серия пород в краевой восточной Осинцевской скв. 1 представлена артинской молассой (гравелиты, алевропесчаники, аргиллиты) мощностью 153 м.

Мощность нижнепермских отложений увеличивается с запада от 440 (Ниримская скв. 81) до 1290 м (Осинцевская скв. 1).

Среднепермские отложения в объеме казанского (P_2kz) и уржумского (P_2ur) ярусов последовательно перекрывают друг друга в направлении с востока на запад, начинаясь с Пермского свода западнее скв. 183. Они сложены красноцветными глинистыми и мергелистыми породами с прослоями песчаников и алевролитов мощностью 20 м на востоке, до 470 м на западе (скв. 52).

Верхнепермские отложения представлены в объеме нерасчлененных северодвинского и вятского ярусов (P_3s-v) только на западном начале профиля песчано-глинистыми породами мощностью до 100 м (песчаники, аргиллиты) с прослоями озерных афанитовых известняков.

Нефтегазоносность осадочного чехла. Из имеющихся нефтегазоносных комплексов на территории профиля промышленная нефтеносность подтверждена скважинами на Сергеевском месторождении (Соколовская скв. 52 – башкирский пласт Бш), на Сивинском месторождении (Сивинская скв. 3 – верейский пласт V_3V_4 ; башкирский пласт Бш), на Северокамском месторождении (Северокамская скв. 183 – верейский пласт V_3V_4 ; башкирский пласт Бш; визейский пласт T_{L2} ; пласт D_0 терригенного девона), на Баклановском месторождении (Сухобизьярская скв. 160 – верейский пласт V_3V_4 ; башкирский пласт Бш; визейский пласт T_{L2}), на Ергачинском месторождении (Веслянская скв. 90 – башкирский пласт Бш; визейские пласты T_{L2} , Бб, Мл) (рис. 4).

Результаты исследования

Современное исследование осадочных бассейнов основано на секвенс-стратиграфическом анализе [17–21]. В результате анализа строения осадочного чехла на северо-востоке ВЕП выделены следующие секвенсы первого порядка (мегасеквенсы, обозначаются **SQ**) и соответствующие секвенсы второго порядка (суперсеквенсы, обозначаются **Sq**), сменяющие друг друга снизу вверх (таблица).

SQ1 соответствует рифейскому авлакогенному этапу. Подошва секвенсы соответствует хорошо выраженной поверхности стратиграфического несогласия, которая отчетливо устанавливается по керну (контакт пород фундамента, представленных гнейсами и гранито-гнейсами биотитовыми и пироксен-амфиболовыми, с конгломерато-песчаниками серыми и зеленовато-серыми нижнего рифея) и по коротажным диаграммам (подошва секвенсы **SQ1** отбивается по резкому спаду значений ГК с 20 мкР/ч, характерных для гранито-гнейсов, до 5 мкР/ч для залегающей выше пачки базальных конгломератов в подошве нижнего рифея (рис. 5).

Рифейские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах кристаллического архей-раннепротерозойского фундамента, включая кору выветривания. Они представлены грубообломочными аллювиальными и песчаными флювиальными отложениями, выше по разрезу перекрывающимися песчано-алевритовыми приливно-отливными и карбонатными отложениями литорали.

В рифее вся платформа была представлена разрушающейся сушей и лишь отдельные ее участки по разломам опускались и существовали в виде больших грабенов-авлакогенов. Только в этих прогибах и накапливались продукты разрушения земной поверхности. В них рифей сложен в основном обломочными породами (песчаники, алевролиты, аргиллиты), обследовать которые можно в разрезе обнажения «Ослянка». Также они содержат прослои строматолитовых известняков, которые можно посмотреть в разрезе обнажения «Борок».

SQ2 отражает поздневендский этап формирования осадочного чехла, который распространен в районе всех скважин и стратиграфически выделяется снизу вверх в объеме кыквенской, верещагинской, кочевской и веслянской свит. Подошва секвенсы соответствует хорошо выраженной поверхности стратиграфического несогласия на востоке профиля, которая отчетливо устанавливается по керну (контакт гранито-гнейсов биотитовых кристаллического фундамента с конгломерато-брекчией серой и темно-серой в подошве венда в Осинцевской скв. 1, а также по коротажным диаграммам этой скважины (резкий минимум ГК, НК и кажущегося сопротивления (КС) при возрастании потенциала самополяризации (ПС) для конгломератов, и повышенные значения ГК и НК при падении ПС для гранито-гнейсов, рис. 5).

На западе профиля подошва секвенсы отвечает контакт вендских базальных конгломератов и песчаников серых и темно-серых с ниже залегающими известковистыми песчаниками **SQ1**, выделяемыми по керну и по комплексу ГИС (нижняя граница вендского секвенсы **SQ2** в Соколовской скв. 52 отбивается по понижению значений ГК и НК и возрастанию ПС, характеризующему пачку базальных конгломератов и песчаников).

Нерасчленённые отложения трактов низкого и высокого стояния представлены гравелитово-песчаниково-алевролитовыми флювиальными отложениями. ТВС формирует следующую последовательность, характерную для внутреннего шельфа: алевролитово-песчаные отложения литорали выше по разрезу переходят в песчаниково-алевролитово-глинистые отложения сублиторали и песчаниково-глинистые отложения сублиторали. Типичный осадочный чехол начинает формироваться в венде. Над древними авлакогенами начинают образовываться пологие обширные впадины – первые синеклизы. В них накапливаются песчаниково-глинистые породы: песчаники, алевролиты, аргиллиты. Породы зеленовато-серые и вишнево-коричневые, имеют полимиктовый состав. Мощность венда небольшая – первые сотни метров. Венд залегают или на различных горизонтах рифея, или на породах фундамента. Таким образом, секвенсы **SQ1** и **SQ2** соответствуют первому этапу формирования осадочного чехла Восточно-Европейской платформы, выделяемому в доплитный этап. Породы венда можно обнаружить в разрезе «Широковский». В конце венда вся Волго-Уральская антеклизы испытывает поднятие, становится сушей и остается такой до девонского периода. Поэтому здесь отсутствуют кембрийские, ордовикские и силурийские отложения.

Таблица. Выделенные мега- и суперсеквенсы
Table. Distinguished mega and super sequences

Мегасеквенсы Megasequences	Возрастной интервал Age interval	Суперсеквенс Supersquence	Возрастной интервал Age interval
SQ5	нижнепермский (сакмарский)-верхнепермский (татарский) lower permian (sakmarian)-upper permian (tatar)	Sq7	уфимско-верхнепермский ufimian-upper permian
		Sq6	сакмарско-кунгурский sakmarian-kungurian
SQ4	нижнекаменноугольный (визейско)-нижнепермский (ассельский) lower carboniferous (visean)-lower permian (asselian)	Sq5	московско-ассельский moscowian-asselian
		Sq4	визейско-башкирский visean-bashkirian
SQ3	нижнедевонско-нижнекаменноугольный (турнейский) lower devonian-lower carboniferous (tournaian)	Sq3	среднефранко-турнейский middle frans-tournaian
		Sq2	нижнедевонско-нижнефранский lower devonian-lower frasnian
		Sq1	нижнедевонский lower devonian
крупный региональный перерыв/major regional break			
SQ2	венд/vendian	–	–
SQ1	рифей/rifean	–	–

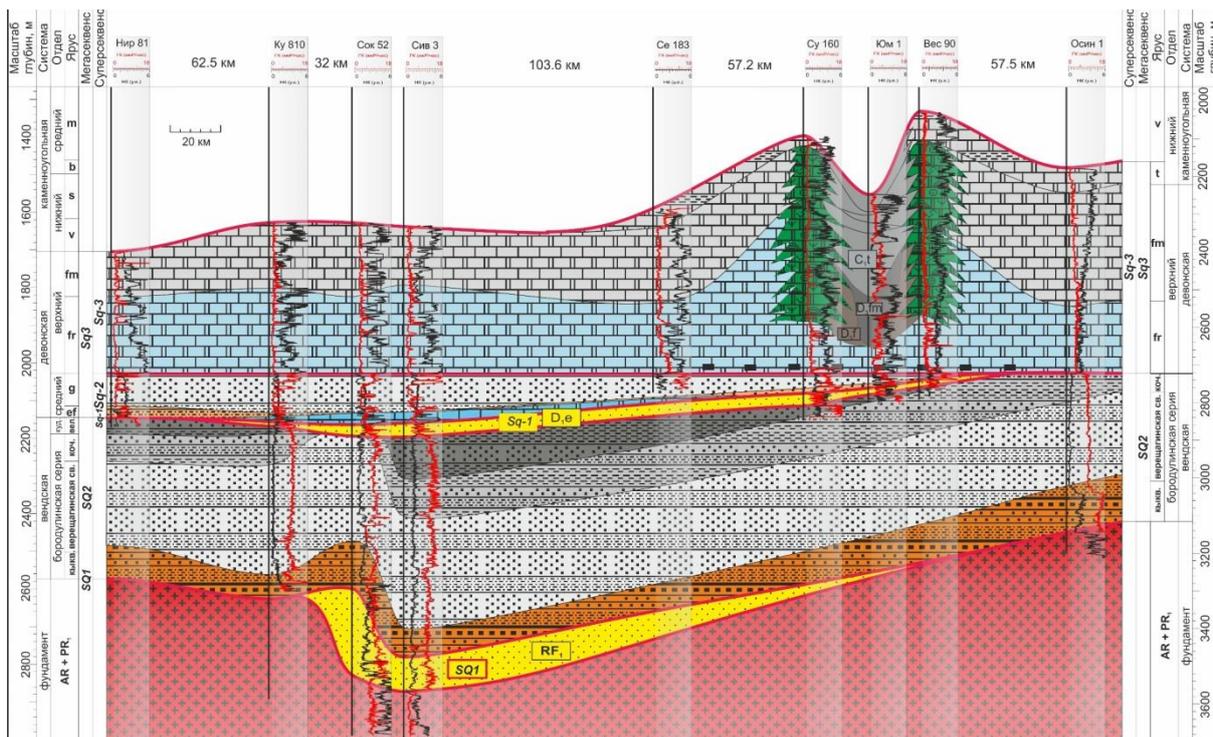


Рис. 5. Секвенс-стратиграфический профиль SQ1–3 по линии скважин Нур 81, Ку 810, Сок 52, Сив 3, Се 183, Су 160, Юм 1, Вес 90, Осин 1

Fig. 5. Sequence-stratigraphic profile SQ1–3 along the line of wells Hup 81, Ky 810, Sok 52, Siv 3, Ce 183, Cy 160, Yum 1, Ves 90, Osin 1

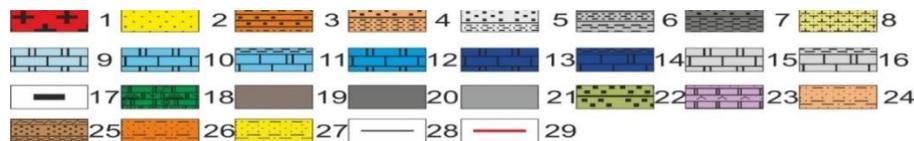


Рис. 6. Условные обозначения к секвенс-стратиграфическим профилям на рис. 5, 7, 8: 1) гранито-гнейсы фундамента; 2) континентальные терригенные отложения; 3) гравелитово-песчаниково-алевролитовые континентальные и переходные отложения; 4) песчаниково-алевролитовые отложения супралиторали и литорали; 5) алевролитово-песчаниковые отложения литорали; 6) песчаниково-алевролитово-глинистые отложения sublиторали; 7) глинисто-песчаниково-глинистые отложения sublиторали; 8) смешанные терригенно-карбонатные отложения литорали; 9) карбонатные отложения супралиторали и литорали; 10) карбонатные отложения супралиторали и верхней литорали; 11) глинисто-карбонатные отложения супралиторали и верхней литорали; 12) карбонатные отложения литорали; 13) карбонатные отложения нижней литорали; 14) глинисто-карбонатные отложения нижней литорали; 15) карбонатные отложения sublиторали; 16) глинисто-карбонатные отложения sublиторали; 17) карбонатные отложения верхней sublиторали; 18) битуминозные известняки и доломиты sublиторали; 19) водорослево-микробильные рифы; 20) кремнисто-битуминозно-карбонатные отложения франского яруса; 21) битуминозно-глинисто-карбонатные отложения фаменского яруса; 22) карбонатно-глинистые отложения турнейского яруса; 23) терригенная моласса; 24) сульфатно-карбонатные отложения эвапоритового комплекса; 25) глинисто-песчаниковые дельтовые отложения; 26) мергельно-песчаниково-глинистые лагунные и приливно-отливные отложения; 27) глинисто-песчаниковые переходные отложения; 28) глинисто-песчаниковые континентальные отложения; 29) формационные границы; 30) границы секвенсов

Fig. 6. Legend for sequence-stratigraphic profiles in Fig. 5, 7, 8: 1) granite-gneisses of the basement; 2) continental terrigenous deposits; 3) gravelly-sandy-siltstone continental and transitional deposits; 4) sandy-siltstone deposits of the supralittoral and littoral; 5) silt-sandy deposits of the littoral; 6) sandy-silt-clayey sediments of the sublittoral; 7) sandy-clayey deposits of the sublittoral; 8) mixed terrigenous-carbonate sediments of the littoral; 9) carbonate deposits of the supralittoral and littoral; 10) carbonate deposits of the supralittoral and upper littoral; 11) clay-carbonate deposits of the supralittoral and upper littoral; 12) carbonate deposits of the littoral; 13) carbonate deposits of the lower littoral; 14) clay-carbonate deposits of the lower littoral; 15) carbonate sediments of the sublittoral; 16) clay-carbonate sediments of the sublittoral; 17) carbonate deposits of the upper sublittoral; 18) bituminous limestones and dolomites of the sublittoral; 19) algal-microbial reefs; 20) siliceous-bituminous-carbonate deposits of the Frankish stage; 21) bituminous-clayey-carbonate deposits of the Famennian stage; 22) carbonate-clayey deposits of the Tournaisian stage; 23) terrigenous molasse; 24) sulfate-carbonate deposits of the evaporite complex; 25) clay-sandy delta deposits; 26) marl-sandy-argillaceous lagoon and tidal deposits; 27) clay-sandy transitional deposits; 28) clay-sandy continental deposits; 29) formational boundaries; 30) sequence boundaries

SQ3 соответствует плитному этапу формирования осадочного чехла (нижнедевонско-нижнекаменноугольный (турнейский) стратиграфический интервал). Подошва секвенса по керну снизу вверх представлена переходом от метаморфизированных аргиллитов и алевролитов зеленовато-серых и вишнево-коричневых, тонкослойчатых, плотных верхнего венда к терригенным или карбонатным отложениям нижнего или среднего девона. По каротажным диаграммам это граница, ниже которой резко возрастают показания ГК и падают значения НГК, что характеризует параметры пород венда (рис. 5). В составе секвенса были выделены следующие секвенсы второго порядка:

Sq1 выделяется в объеме такатинского и койвинского горизонтов верхней части эмского яруса D_{1e2} . Осадконакопление в это время происходило преимущественно в условиях флювиальной и дельтовой равнины. На ТНС и ТСТ формировалась врезанная флювиальная равнина, терригенный материал поступал с северо-западных и западных территорий. В течение ТВС формируются разнообразные дельты вдоль западного склона Урала в месте разгрузки рек в мелководно-морской бассейн. В основании секвенса – кора выветривания, сложенная гравелитами и конгломератами. На крайнем западе и востоке профиля отложения **Sq1** выклиниваются (рис. 5).

Sq2 выделяется в объеме койвинского горизонта эмского яруса D_{1e2} , эйфельского и живетского ярусов D_2 и нижнефранского подъяруса D_3f_1 . На востоке профиля секвенс выклинивается ввиду перерыва в осадконакоплении между верхним вендом и среднефранским подъярусом. В районе скважин 10, 52, 3, 183 в эйфельском веке существовал мелководно-морской бассейн, здесь накапливались карбонатные отложения супралиторали и верхней литорали, в районе других скважин – песчаниково-алевролитовые отложения супралиторали и литорали (ТНС и ТСТ), выше по разрезу перекрывающиеся главным образом алевролитово-песчаниковыми и карбонатными отложениями литорали ТВС. Отложения секвенса можно увидеть в разрезе «Хорошевка».

Sq3 – отложения верхнедевонско-турнейского комплекса охватывают стратиграфический интервал от саргаевского горизонта среднефранского подъяруса верхнего девона до кизеловского горизонта верхнетурнейского подъяруса нижнего карбона. Осадконакопление контролировалось разнообразной геоморфологией морского дна: от крайнего мелководья, бортовых и депрессионных зон Камско-Кеннельской системы прогибов до изолированных мозаичных карбонатных платформ, что соответствует внутреннему и внешнему шельфу. Выделены следующие этапы развития. ОШТ – в это время в зоне супралиторали и литорали формировались карбонатно-сульфатные и карбонатные породы с единичными мелкими микробальными карбонатными образованиями. В зоне сублиторали откладывались глинисто-карбонатные породы. На этапе ТСТ геоморфология дна значительно менялась. Более выраженными стали зоны прогибов с карбонатно-глинистым осадконакоплением. На бортовых зонах стали активно расти водорослево-

микробальные рифы, что способствовало формированию тыловой части карбонатной отмели платформы. На этапе ТВС значительно увеличилась скорость осадконакопления. Накопление доманикоидных пород определенно связано с некомпенсированной морской седиментацией в глубоководных участках шельфа (линейных или изометричных). При этом доманикоидные породы условий максимального затопления характеризуются повышенной кремнистостью, начала и середины ТВС – большей карбонатностью и карбонатными мегаконкрециями, а финальные отложения ТВС – появлением глинистых прослоев, свидетельствующих о начинающемся обмелении. Отложения проградирующей террасы накапливались исключительно у подножия мелкого шельфа при понижениях относительного уровня моря. Специфика состава, структурно-текстурные особенности, характерные группы ископаемых организмов указывают на то, что седиментогенез подобных образований происходил при выносе за бровку мелководного шельфа тонкого глинистого и карбонатного материала, содержащего мелкий органогенный детрит.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс, в отличие от девонского терригенного, формировался в условиях относительно стабильного, но дифференцированного погружения крупных блоков, что обусловило разнообразие осадконакопления в морском бассейне. В результате тектоно-седиментационных особенностей развития к концу франского века возникла ККСП, пересекающая территорию края с юго-запада на север в виде сопряженных депрессий. В прогибах, не компенсированных осадками, существовала застойная обстановка с сероводородным заражением придонных слоев воды. К концу франского века глубина моря в прогибах достигала 200–400 м. В них накапливались маломощные глинисто-кремнисто-битуминозные известковистые осадки доманикового типа. Все прогибы Камско-Кинельской системы обрамлены цепочками позднедевонских биогермных сооружений (рифов), над отдельными вершинами которых при последующем осадконакоплении возникли структуры облеkania. Внутри прогибов на ограниченных по площади приподнятых участках, при соответствующей благоприятной фациальной обстановке, сформировались атоллоподобные и одиночные рифогенные сооружения. Обширные выступы в плане кровли терригенного девона послужили цоколем, над которым образовывались рифовые массивы типа атоллов. К началу турнейского века палеорельеф был весьма контрастно расчленен. Перепад глубин в зонах ККСП и бортовых участках составлял 450–500 м. Прогибание с начала века существенно замедлилось и наступило время интенсивной компенсации прогибов. Заполнение прогибов происходило от бортов к осевым зонам в процессе размыва краевых палеошельфовых и рифогенных участков. Обломочный материал поступал в глубоководные районы шельфа, постепенно заполняя прогиб. Это выразилось накоплением мощных, до 300 м, дельтообразно построенных толщ клиноформ, представленных карбонатными, карбонатно-

глинистыми или преимущественно глинистыми осадками. Чем моложе толща заполнения прогибов, тем в большей степени в ней преобладают терригенные осадки. Фаменские органогенные постройки можно обнаружить в разрезе «Пашийский Гребешок», отложения доманикоидного типа – в разрезе «Ядро», турнейского яруса – в разрезе «Губаха».

Секвенс SQ4 охватывает стратиграфический интервал от косвинского горизонта визейского яруса до ассельского яруса нижней перми. Подошва се-

квенса соответствует резко выраженному контакту карбонатных и терригенных пород, который отчетливо устанавливается по керну (турнейские известняки светло-серые, мелкозернистые и среднезернистые, плотные перекрываются радаевскими аргиллитами и алевролитами темно-серыми до черных средней плотности) и по каротажным диаграммам: граница, ниже которой резко возрастают показания НК и падают показания ГК. Были выделены следующие секвенсы второго порядка (рис. 7).

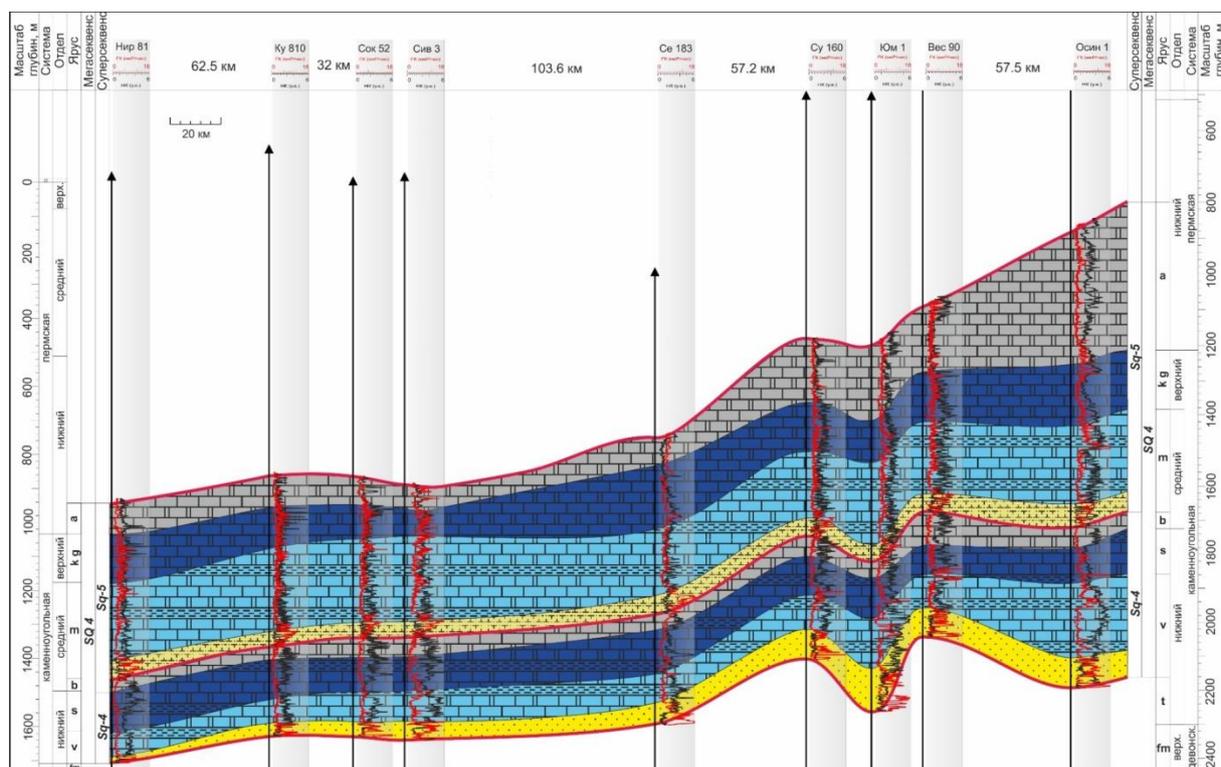


Рис. 7. Секвенс-стратиграфический профиль SQ4 по линии скважин Hup 81, Ky 810, Sok 52, Siv 3, Se 183, Sy 160, Юм 1, Ves 90, Осин 1

Fig. 7. Sequence-stratigraphic profile SQ4 along the line of wells Hup 81, Ky 810, Sok 52, Siv 3, Se 183, Sy 160, Yum 1, Ves 90, Osin 1

Sq4 выделяется в объеме визейского и серпуховского ярусов нижнего карбона и башкирского яруса среднего карбона. ТНС представлен терригенными флювиальными и дельтовыми отложениями, которые можно обнаружить в разрезе «Каменный город». В это время терригенный материал поступал с северо-запада на юго-восток. ТСТ и ТВС представлены глинисто-карбонатными отложениями супралитерали и верхней литерали, вверх по разрезу переходящими в глинисто-карбонатные отложения нижней литерали, и глинисто-карбонатными отложениями сублитерали. В визейском веке, по сравнению с турнейским, палеогеографическая обстановка существенно меняется. На всей территории Пермского края устанавливаются прибрежно-морские и прибрежно-континентальные обстановки, что способствует накоплению в основном терригенных и в меньшей степени карбонатно-терригенных и терригенно-карбонатных осадков. Камско-Кинельская система прогибов в значительной степени нивелируется. Прогибы сохраняются лишь в

центральных приосевых ее частях. Количество обломочного материала, поступавшего с суши, было вполне достаточным для компенсации продолжавшегося прогибания рассматриваемой территории. Флювиально-дельтовые фации преобладают в радаевских, бобриковских и в нижней части тульских отложений, а в плане – в обширной центральной полосе, протянувшейся с северо-востока на юго-запад и соответствующей ККСП и ее рукавам. Для поздневизейско-башкирского времени характерна нестабильность тектонической обстановки осадконакопления: трансгрессия, охватившая практически всю территорию края в алексинское время, сменяется регрессией моря, начавшейся в конце серпуховского века и продолжавшейся до середины башкирского. Затем регрессия вновь сменяется трансгрессией, продлившейся до конца башкирского времени. В конце башкирского века происходит общий подъем территории с образованием суши на многих участках, приведший к размыву части башкирских отложений.

Sq5 представлен московским ярусом среднего карбона, нерасчлененными касимовским и гжельским ярусами верхнего карбона, ассельским ярусом нижней перми. Московский век знаменует собой новый этап в истории геологического развития – карбонатный седиментогенез сменяется терригенно-карбонатным, затем карбонатным. Доля карбонатных осадков повсюду резко сократилась, а вынос терригенного материала с площадей размыва значительно увеличился. В верейское время на большей части территории Пермского края существовал унаследованный от башкирского века мелководный морской бассейн, в котором ритмически накапливались глинистые и известковые илы. ТНС обуславливал формирование смешанных терригенно-карбонатных отложений на литорали. Терригенный материал поступал с территории современного Урала. ТСТ и ТВС представлен переходом от глинисто-карбонатных отложений супралиторали и верхней литорали до карбонатных отложений литорали и сублиторали. Вверх по разрезу возрастает сульфатизация пород, в верхнем карбоне и ассельском ярусе породы сложены сульфатизированными доломитами с тонкими прослоями ангидритов. Породы среднего и верхнего карбона можно увидеть в разрезе «Орёл».

Sq6 выделен в объеме сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижней перми. ОШТ представлен *карбонатными отложениями супралиторали и верхней литорали*. На этапе ТСТ и ранней стадии ТВС происходит трансгрессия моря, что способствовало активному росту рифов. Артинские рифы можно обнаружить в разрезе «Чикали». Формирование отложений происходит главным образом на нижней литорали и верхней сублиторали. В артинское время под действием активного роста Урала формируется пермская моласса, которая представлена карбонатно-обломочными породами так называемого «терригенного клина». Терригенный материал поставлялся речными потоками с Уральских гор, поэтому в восточном направлении возрастала его грубозернистость и в разрезах осадочных толщ появлялись конгломераты с гальками уральских пород. Данные отложения представлены в разрезе «Травянка». В кунгурский век отчетливо прослеживается дальнейший переход от нормального морского режима осадконакопления, доминировавшего главным образом на литорали, к мелководно-морским, прибрежно-морским и лагунным обстановкам с преобладанием последних на поздней стадии ТВС, начавшейся в артинский век на западе территории. Следует подчеркнуть, что на этапе ТВС на большей западной платформенной части территории формировались сульфатно-карбонатные, а в меньшей, восточной – карбонатно-сульфатные отложения со значительным нарастанием их мощности. Однако максимальное осадконакопление происходит в центральной части Предуральяского прогиба, который практически полностью нивелируется. К западному борту прогиба было приурочено мергельно-карбонатно-сульфатное осадконакопление. В центральной, наиболее глубокой, части Соликамской впадины происходило формирование мощной

глинисто-сульфатно-галогенной толщи уникального Верхнекамского соляного месторождения. К востоку от него и южнее зоны мергельно-карбонатно-сульфатных отложений, в прибрежно-морских мелководных условиях накапливались сульфатно-карбонатно-глинистые отложения поповской свиты с прослоями солей, сменявшиеся к востоку сульфатно-терригенными образованиями кошелевской свиты с прослоями солей. Нивелирование впадин этого прогиба эвапоритовым комплексом осадков было знаменательным событием в истории геологического развития территории, означавшим грядущее наступление континентального режима развития Среднего Приуралья. Карбонатно-сульфатные отложения кунгурского яруса и границу кунгурского и уфимского ярусов можно проследить в разрезах «Залесная» и «Чумкаский карьер».

Sq7 выделен в составе уфимского яруса нижней перми, казанского и уржумского ярусов средней перми, нерасчлененных северодвинского и вятского ярусов верхней перми. Позднепермская эпоха развития территории характеризуется ускоренным переходом к преобладанию континентального режима осадконакопления. В начале уфимского века еще сохранился мелководный морской бассейн, унаследованный от иренского времени. Бассейн активно опреснялся уральскими реками, и уже к концу уфимского века был сформирован флювиально-дельтовый комплекс отложений ТНС. Среднепермское время ознаменовалось переходом от прибрежно-морских к континентальным условиям осадконакопления ТСТ.

В позднепермское время осадконакопление происходило в условиях континентальной равнины: продолжалось накопление песчаниково-глинистых и конгломератовых отложений с прослоями озерных карбонатов. Красноцветные терригенные отложения можно обнаружить в разрезе «Самосадка».

Таким образом, построенные и проанализированные разрезы осадочного чехла (рис. 5, 7, 8) показывают смену условий осадконакопления и особенности развития осадочного бассейна. Выделенные мега- и суперсеквенсы являются базой для более детальных секвенстратиграфических исследований. Анализ стал основой для построения кривой колебания уровня моря.

Характеристика эвстатических колебаний

Для наглядной характеристики колебаний уровня моря в процессе геологического развития северо-восточной части ВЕП была построена эвстатическая кривая, сопряженная с районом регионального геологического профиля. Для этого прорабатывалась современная литература по эвстатическому анализу [22], результаты работы международных групп по фанерозою [23–30]. Эвстатическая кривая построена на основе анализа изменения пространственно-временного распространения свит и толщ осадочного чехла и ранжирования выделенных поверхностей максимумов и минимумов относительных уровней моря. Построенная диаграмма удачно отражает секвенстратиграфическое расчленение рассматриваемых отложений с выделением фациальной зональности отложений (рис. 9).

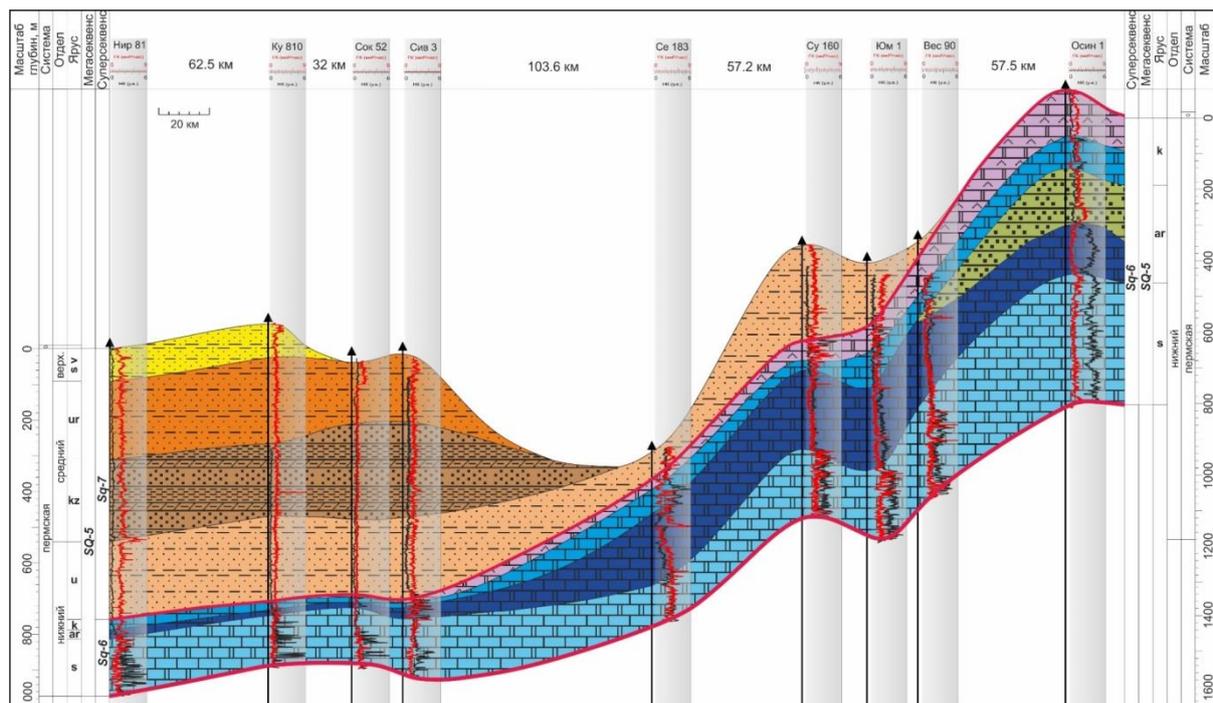


Рис. 8. Секвенс-стратиграфический профиль SQ5 по линии скважин Нур 81, Ку 810, Сок 52, Сив 3, Се 183, Су 160, Юм 1, Вес 90, Осин 1

Fig. 8. Sequence-stratigraphic profile SQ5 along the line of wells Hup 81, Ky 810, Sok 52, Siv 3, Se 183, Sy 160, Yum 1, Ves 90, Osin 1

Построенная для локального участка субширотного регионального профиля эвстатическая кривая сопряжена как с общей стратиграфической (геохронологической) шкалой, так и с глобальной кривой изменений уровня моря [30]. Ее резкая дифференциация указывает на относительные колебания уровня моря на северо-восточной окраине ВЕП по сравнению с малоамплитудностью глобальной кривой в крайнем правом столбце и вызвана различными масштабами отображения детальных и глобальных процессов этих колебаний.

Следует отметить, что северо-восточная окраина ВЕП характеризуется высокой эпейрогенической активностью, вызванной процессами, происходившими в смежной Уральской палеоокеанической системе. Континентальный рифтогенез в Волго-Уральской области платформы носил характер омоложения более древних структур, особенно в раннегерцинское время. Значительные перерывы в осадконакоплении на восточной периферии платформы (в докембрии, нижнем палеозое и в мезозое) приурочены к моментам изменения ее напряженного состояния и последующим тектоническим воздыманиям её окраинных частей.

Показания и цикличность колебаний эвстатической кривой с её локальными максимумами и минимумами, связанными с образованием соответствующих фациальных комплексов, отображены в хронологической последовательности, в формате воздымания кривой.

1. Рифей-венд. На этом этапе вверх по разрезу отмечается неравномерная миграция кривой в сторону подъема уровня моря от континентальных (аллювиальных и пролювиальных) отложений до песчано-

глинистых мелководно-морских образований сублиторали с сопутствующими перерывами в осадконакоплении ($RF_2+RF_3+V_1$).

Далее, после верхнего венда, эвстатическая кривая для данной территории прерывается на геохронологический срок порядка 140 млн лет в связи с перерывом осадконакопления в кембрийском, ордовикском, силурийском периодах, вплоть до позднеэмского времени раннего девона.

2. Нижний и средний девон (D_1+D_2). Эвстатическая кривая в позднеэмско-раннеэфельское время локальным полумаксимумом подъема уровня отображает переход от прибрежно-морских фаций до мелководно-морских, с накоплением над корой выветривания песчаниково-глинистых отложений и частично карбонатных пород. В позднеэфельское время отмечается краткая регрессия моря с накоплением прибрежно-морских терригенных осадков в период $D_2g-D_3f_1$, после чего кривая переходит в режим постоянного подъема уровня моря.

3. Верхний девон и турнейский ярус нижнего карбона (D_3f_2+C1t). В этом длительном временном интервале от саргаевского горизонта франского яруса до подошвы отложений визейского яруса нижнего карбона эвстатическая кривая отображает высокие уровни стояния моря с небольшими временными регрессиями и с образованием мелководно-морских, нормально-морских и глубоководно-морских карбонатных осадков. Наибольшего максимума обширная трансгрессия достигает в позднефранско-фаменское время. К концу турнейского века проявляются признаки наступающего обмеления моря.

конце цикла – с образованием мелководных лагун с сульфатно-карбонатными осадками.

5. Нижняя пермь (P_{1a}+s+ar+k+u). В нижнепермскую эпоху продолжился режим среднего стояния уровня моря в ассельский век и сульфатно-карбонатного седиментогенеза. Переход от ассельского века к сакмарскому характеризуется кратковременным (около 1–1,5 млн лет) локальным минимумом кривой уровня моря за счет заполнения мелководных лагун сульфатно-карбонатным материалом. В сакмарском веке и в раннеартинское время наблюдается относительно средний уровень стояния моря, тогда как в позднеартинское время эвстатическая кривая фиксирует падение уровня моря и преобладание морских мелководных обстановок с лагунным типом осадконакопления. В последующее – кунгурское и раннеуфимское – время доминируют эвапоритовые лагуны, периодически опресняемые континентальными реками.

В позднеуфимское время кривая отображает переход от низкого стояния уровня моря к его полному обмелению с образованием прибрежной аллювиальной равнины.

6. Средняя и верхняя пермь (биармийский и татарский отделы). Заключительный верхний отрезок эвстатической кривой отмечает минимальные показания, характерные для обстановки прибрежной континентальной равнины.

Цикличность колебаний эвстатической кривой, построенной для конкретного регионального профиля северо-восточной части ВЕП, в целом не противоречит основным трендам расчетных колебаний уровня моря по сглаженной глобальной кривой (рис. 9).

Таким же образом характер колебаний уровня моря, отображенный для восточного участка перифе-

рийной части ВЕП, соответствует результатам проведенных секвенс-стратиграфических исследований.

Заключение

Проведение комплексного обобщения данных глубокого бурения и полевых наблюдений геологических разрезов позволило с позиций секвенс-стратиграфического анализа выделить и описать пять секвенсов первого порядка (мегасеквенсы), сменяющих друг друга снизу вверх: SQ1, соответствующий рифейскому этапу; SQ2, соответствующий вендскому этапу; SQ3, нижедевонско-турнейский; SQ4, визейско-нижнепермский; SQ5, нижнепермский-верхнепермский. Мегасеквенсы, в свою очередь, были разделены на секвенсы второго порядка (суперсеквенсы): Sq1 – нижедевонский; Sq2 – нижедевонско-нижнефранский; Sq3 – среднефранко-турнейский; Sq4 – визейско-башкирский; Sq5 – московско-ассельский; Sq6 – сакмарско-кунгурский; Sq7 – уфимско-верхнепермский. К границам секвенсов приурочены стратиграфические перерывы разной продолжительности. Самыми длительными являются перерывы между нижним рифеем и верхним вендом, а также верхним вендом и нижним девоном. Секвенс-стратиграфический анализ позволил впервые построить эвстатическую кривую для данного района. Максимальные регрессии пришлись на эмский, визейский и московский века и на средне-позднепермскую эпоху. К ним приурочен ТНС и основные терригенные коллекторы. Максимальные трансгрессии отмечены в фаменский, турнейский, башкирский ассельский века. К ним приурочены органогенные постройки, формировавшиеся на ТВС. Таким образом прослежена геологическая история осадконакопления северо-востока Восточно-Европейской платформы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bogdanova S.V. The three-segment hypothesis for the East European Craton. – Strasbourg: Terra Nova, 1993. – 313 p.
2. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – 335 с.
3. Неганов В.М. Сейсмогеологическая интерпретация геофизических материалов Среднего Приуралья и перспективы дальнейших исследований на нефть и газ. – Пермь: Пермский государственный университет, 2010. – 248 с.
4. Сулима А.И. Геология и нефтегазоносность верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса юго-востока Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 44–48.
5. Аксенов Е.М., Козлов В.И. Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области. Объяснительная записка. – Уфа: ИГ УНЦ РАН, 2000. – 81 с.
6. Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка / Н.К. Фортунатова, Е.Л. Зайцева, М.А. Бушуева, А.Г. Швец-Тэнэ-Тури, А.В. Баранова, Л.И. Кононова, Е.В. Рахимова, А.И. Михеева, Н.В. Оленева, А.А. Авдеева. – М.: ВНИГНИ, 2018. – 63 с.
7. Кагарманов А.Х., Донакова Л.М. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами. Каменноугольная система. – Л.: ВСЕГЕИ, 1990. – 40 с.
8. Горский В.П., Гусева Е.А. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными

- стратиграфическими схемами. Пермская система. – Л.: ВСЕГЕИ, 1990. – 48 с.
9. Posamentier H.W., Allen G.P. Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications // SEPM, Concepts in Sedimentology and Paleontology 1999. – V. 7. – 210 p.
10. Einsele G. Sedimentary basins: Evolution, facies and sediment budget. – Heidelberg: Springer-Verlag, 2000. – 792 p.
11. Catuneanu O. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls // Journal of African Earth Sciences. – 2002. – V. 35. – P. 1–43.
12. Пучков В.Н., Козлов В.И. Особенности тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области // Георесурсы. – 2005. – Т. 16. – № 1. – С. 24–27.
13. Artyushkov E.V., Baer M. Mechanism of formation of hydrocarbon basins: the West Siberia, Volga-Urals, Timan-Pechora basins and the Permian Basin of Texas // Tectonophysics. – 1986. – № 122. – P. 247–281.
14. Алиев М.М. Геология и нефтегазоносность рифейских и вендских отложений Волго-Уральской провинции. – М.: Наука, 1977. – 157 с.
15. Лозин Е.В. Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий // Литосфера. – 2002. – № 3. – С. 46–68.
16. Сулима А.И. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности юго-восточных территорий Пермского края // Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: Материалы Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения профессора П.А. Софроницкого. – Пермь: Пермский государственный университет, 2010. – С. 270–275.

17. Read J. Carbonate platform facies models // AAPG Bulletin. – 1985. – № 69. – P. 1–21.
18. Sedimentary characteristics and evolution of Domanik facies from the Devonian–Carboniferous regression in the southern Volga-Ural Basin / X. Liang, Z. Jin, V. Philippov, O. Obyradchikov, D. Zhong, Q. Liu, B. Uspensky, V.P. Morozov // Marine and Petroleum Geology. – 2020. – № 119. – P. 1–12.
19. Late Paleozoic seismic sequence stratigraphy and paleogeography of the paleo-Loppa High in the Norwegian Barents Sea / J. Sayago, M. di Luccia, M. Mutti, A. Sitta, A. Cotti, G. Frijia // Marine and Petroleum Geology. – 1997. – V. 97. – P. 192–208.
20. Burchette T., Wright V. Carbonate ramp depositional systems // Sedimentary Geology. – 1992. – № 79. – P. 3–57.
21. Facies and seismic analysis of the Late Carboniferous–Early Permian Finnmark carbonate platform (southern Norwegian Barents Sea): An assessment of the carbonate factories and depositional geometries / M. Lucia, J. Sayago, G. Frijia, A. Cotti, A. Sitta, M. Mutti // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – № 79. – P. 372–393.
22. Dott R. An introduction to the Ups and Downs of Eustasy. Eustasy: The Historical Ups and Downs of a Major Geological Concept. Boulder // Geological Society of America Bulletin. – 1992. – V. 1. – № 80. – P. 1–16.
23. Hallam A. Phanerozoic sea-level changes. – New York: Columbia University Press, 1992. – 266 p.
24. Ruban, D. A «chaos» of Phanerozoic eustatic curves // Journal of African Earth Sciences. – 2016. – № 116. – P. 225–232.
25. Temperature evolution and the oxygen isotope composition of Phanerozoic oceans from carbonate clumped isotope thermometry / G. Henkes, B. Passey, E. Grossman, B.J. Shenton, T. Yancey, A. Pérez-Huerta // Earth and Planetary Science Letters. – 2018. – № 490. – P. 40–50.
26. Boulila S. Coupling between Grand cycles and Events in Earth's climate during the past 115 million years // Scientific Reports. – 2019. – № 9. – P. 1–7.
27. Seawater temperature and dissolved oxygen over the past 500 million years / H. Song, P. Wignall, X. Dai, D. Chu // Journal of Earth Science. – 2019. – № 30. – P. 236–243.
28. The interplay of dynamic topography and eustasy on continental flooding in the late Paleozoic / W. Cao, N. Flament, S. Zahirovic, S.E. Williams, R.D. Muller // Tectonophysics. – 2019. – № 761. – P. 108–121.
29. Kabanov P., Jiang C. Photic-zone euxinia and anoxic events in a Middle-Late Devonian shelfal sea of Panthalassan continental margin, NW Canada: Changing paradigm of Devonian ocean and sea level fluctuations // Global and Planetary Change. – 2020. – № 188. – P. 1–19.
30. Snedden J.W., Liu C. A compilation of Phanerozoic sea level change, coastal onlaps, and recommended sequence designations // American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article. – 2010. – 3 p.

Поступила 28.10.2021 г.

Информация об авторах

Сулима А.И., соискатель кафедры региональной и нефтегазовой геологии Пермского государственного национального исследовательского университета.

Плюснин А.В., седиментолог, департамент геологии и разработки месторождений, ООО «ИНК».

Плешков Л.Д., старший преподаватель кафедры геофизики Пермского государственного национального исследовательского университета.

Трубин Я.С., лаборант-исследователь лаборатории седиментологии и эволюции палеобиосферы Тюменского государственного университета.

Тимофеев В.Д., соискатель кафедры региональной и нефтегазовой геологии Пермского государственного национального исследовательского университета.

UDC 551.7.001.5(4'7) (470.53)

STRUCTURE AND DEVELOPMENT STAGES OF THE NORTHEAST PART OF THE EAST EUROPEAN PLATFORM SEDIMENTARY BASIN IN THE PROTEROZOIC AND PALEOZOIC BASED ON LONG-TERM GEOLOGICAL SECTIONS OUTCROPS OBSERVATIONS AND STUDIES OF DEEP WELLS

Aleksandr I. Sulima¹,
super.sulima2013@yandex.ru

Aleksey V. Plyusnin²,
A.V.Plyusnin@mail.ru

Lev D. Pleshkov¹,
levpleshkov@psu.ru

Yaroslav S. Trubin³,
iyr-2009@mail.ru

Vladislav D. Timofeev¹,
immmill@yandex.ru

¹ Perm State National Research University,
15, Bukirev street, Perm, 614068, Russia.

² LLC «INK»,
4, Bolshoy Liteiny avenue, Irkutsk, 664007, Russia.

³ Tyumen State University,
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to rethink the structure of the sedimentary cover in the northeast part of the East European Platform from the standpoint of sequence-stratigraphic analysis, which will make it possible to construct the eustatic curve and to become the basis for a more detailed study.

Purpose: dividing sediments into first and second order sequences and plotting a sea level fluctuation curve.

Objects: outcrops of the western slope of the Urals, and the northeast part of the East European and deep platform, deep wells of Nirimskaya, Kuliginskaya, Sokolovskaya, Sivinskaya, Severokamskaya, Sukhobizyarskaya, Yumyshskaya, Veslyanskaya and Osintsevskaya areas.

Methods: field work, cross-well correlation, lithological-facies, eustatic and basin analysis.

Results. The comprehensive generalization of deep drilling data and field observations of outcrops made it possible, from the standpoint of sequence-stratigraphic analysis, to identify and describe five first-order sequences (megasequences) following from bottom to top: Riphean; Vendian; Lower Devonian – Tournaisian; Visean – Lower Permian; Lower Permian – Upper Permian. Mega-sequences, in their turn, were divided into second-order sequences (super-sequences): Lower Devonian; Lower Devonian – Lower Frasnian; Middle Frasnian – Tournaisian; Visean – Bashkirian; Moscowian – Asselian; Sakmarian – Kungurian; Ufaimian – Upper Permian. Stratigraphic breaks of different duration are confined to the boundaries of the sequences. The longest ones are the intervals between the Lower Riphean and the Upper Vendian, as well as the Upper Vendian and the Lower Devonian. Sequential stratigraphic analysis allowed constructing a eustatic curve for a given area. The maximum regressions occurred in the Emskian, Visean, and Moscowian ages and in the Middle-Late Permian epoch. They are associated with a tract of low sea level (lowstand system tract) and the main terrigenous reservoirs. The maximum transgressions were noted in the Famennian, Tournaisian, Bashkirian Asselianian centuries. They are associated with organogenic structures, which were formed on the high sea level highstand system tract. Thus, the geological history of sedimentation in the northeast of the East European Platform is traced.

Key words:

Sequence stratigraphy, Upper Paleozoic, East European Platform, Volga-Ural oil and gas province, Perm region, borehole correlation, lithological-facies analysis, eustatic analysis, basin analysis.

REFERENCES

1. Bogdanova S.V. *The three-segment hypothesis for the East European Craton*. Strasbourg, Terra Nova, 1993. 313 p.
2. Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Raspopov A.V. *Geologiya i razrabotka nefyanykh mestorozhdeniy Permskogo kraya* [Geology and development of oil fields in the Perm region]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2010. 335 p.
3. Neganov V.M. *Seysmogeologicheskaya interpretatsiya geofizicheskikh materialov Srednego Priuralya i perspektivy dalneyshikh issledovaniy na nef i gaz* [Seismogeological interpretation of geophysical data from the Middle Urals and prospects for further research on oil and gas]. Perm, Perm State University Publ., 2010. 248 p.
4. Sulima A.I. Geology and oil and gas content of the Upper Devonian-Tournaisian carbonate complex in the southeast of the Perm region. *Oil industry*, 2011, no. 10, pp. 44–48. In Rus.
5. Aksenov E.M., Kozlov V.I. *Stratigraficheskaya skhema rifeysskikh i vendsskikh otlozheniy Volgo-Uralskoy oblasti. Obyasnitelnaya zapiska* [Stratigraphic diagram of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural region. Explanatory note]. Ufa, IG UC RAS Publ., 2000. 81 p.

6. Fortunatova N.K., Zaytseva E.L., Bushueva M.A., Shvets-Teneta-Guriy A.G., Baranova A.V., Kononova L.I., Rakhimova E.V., Mikheeva A.I., Olenova N.V., Avdeeva A.A. *Unifitsirovannaya subregionalnaya stratigraficheskaya skhema verkhnedevonskikh otlozheniy Volgo-Uralskogo subregiona. Obyasnitelnaya zapiska* [Unified subregional stratigraphic scheme of the Upper Devonian deposits of the Volga-Ural subregion. Explanatory note]. Moscow, VNIGNI Publ., 2018. 63 p.
7. Kagarmanov A.H., Donakova L.M. *Reshenie Mezhdomstvennogo regionalnogo stratigraficheskogo soveshchaniya po srednemu i verkhnemu paleozoyu Russkoy platformy s regionalnymi stratigraficheskimi skhemami. Kamennougolnaya sistema* [Decision of the Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian Platform with regional stratigraphic schemes. Coal system]. Leningrad, VSEGEI Publ., 1990. 40 p.
8. Gorskiy V.P., Guseva E.A. *Reshenie Mezhdomstvennogo regionalnogo stratigraficheskogo soveshchaniya po srednemu i verkhnemu paleozoyu Russkoy platformy s regionalnymi stratigraficheskimi skhemami. Permskaya Sistema* [Decision of the Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian Platform with regional stratigraphic schemes. Permian system]. Leningrad, VSEGEI Publ., 1990. 48 p.
9. Posamentier H.W., Allen G.P. Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications. *SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology*, 1999, vol. 7, 210 p.
10. Einsele G. *Sedimentary basins, evolution, facies and sediment budget*. Heidelberg, Springer-Verlag, 2000. 792 p.
11. Catuneanu O. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls. *Journal of African Earth Sciences*, 2002, vol. 35, pp. 1–43.
12. Puchkov V.N., Kozlov V.I. Peculiarities of tectonics of the Volga-Ural oil and gas region. *Geosursy*, 2005, vol. 16, no. 1, pp. 24–27. In Rus.
13. Artyushkov E.V., Baer M. Mechanism of formation of hydrocarbon basins: the West Siberia, Volga-Urals, Timan-Pechora basins and the Permian Basin of Texas. *Tectonophysics*, 1986, no. 122, pp. 247–281.
14. Aliev M.M., Morozov S.T., Postnikova I.E. *Geologiya i neftegazonosnost rifeyskikh i vendskikh otlozheniy Volgo-Uralskoy provintsii* [Geology and oil and gas content of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural province]. Moscow, Nauka Publ., 1977. 157 p.
15. Lozin E.V. Abyssal structure and oil and gas content of the Volgo-Ural area and adjoining territories. *Lithosphere*, 2002, no. 3, pp. 46–68. In Rus.
16. Sulima A.I. Novye dannye o geologicheskom stroenii i neftegazonosnosti yugo-vostochnykh territoriy Permskogo kraya [New data on the geological structure and oil and gas content of the southeastern territories of the Perm region]. *Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya professora P.A. Sofronitskogo. Geologiya i neftegazonosnost severnykh rayonov Uralo-Povolzhya* [Materials of the All-Russian scientific-practical conference dedicated to the 100th anniversary of the birth of Professor P.A. Sofronitsky. Geology and oil and gas content of the northern regions of the Ural-Volga region]. Perm, Perm State University Publ., 2010. pp. 270–275.
17. Read J. Carbonate platform facies models. *AAPG Bulletin*, 1985, no. 69, pp. 1–21.
18. Liang X., Jin Z., Philippov V., Obryadchikov O., Zhong D., Liu Q., Uspensky B., Morozov V.P. Sedimentary characteristics and evolution of Domanik facies from the Devonian–Carboniferous regression in the southern Volga-Ural Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, no. 119, pp. 1–12.
19. Sayago J., Di Luccia M., Mutti M., Sitta A., Cotti A., Frijia G. Late Paleozoic seismic sequence stratigraphy and paleogeography of the paleo-Loppa High in the Norwegian Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, vol. 97, pp. 192–208.
20. Burchette T., Wright V. Carbonate ramp depositional systems. *Sedimentary Geology*, 1992, no. 79, pp. 3–57.
21. Lucia M., Sayago J., Frijia G., Cotti A., Sitta A., Mutti M. Facies and seismic analysis of the Late Carboniferous–Early Permian Finnmark carbonate platform (southern Norwegian Barents Sea): An assessment of the carbonate factories and depositional geometries. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, no. 79, pp. 372–393.
22. Dott R. An introduction to the Ups and Downs of Eustasy. Eustasy: The Histroyical Ups and Downs of a Major Geological Concept. Boulder. *Geological Society of America Bulletin*, 1992, vol. 1, no. 80, pp. 1–16.
23. Hallam A. *Phanerozoic Sea-Level Changes*. New York, Columbia University Press, 1992. 266 p.
24. Ruban, D. A «chaos» of Phanerozoic eustatic curves. *Journal of African Earth Sciences*, 2016, no. 116, pp. 225–232.
25. Henkes G., Passey B., Grossman E., Shenton B.J., Yancey T., Pérez-Huerta A. Temperature evolution and the oxygen isotope composition of Phanerozoic oceans from carbonate clumped isotope thermometry. *Earth and Planetary Science Letters*, 2018, no. 490, pp. 40–50.
26. Boulila S. Coupling between Grand cycles and Events in Earth's climate during the past 115 million years. *Scientific Reports*, 2019, no. 9, pp. 1–7.
27. Song H., Wignall P., Song H., Dai X., Chu D. Seawater Temperature and Dissolved Oxygen over the Past 500 Million Years. *Journal of Earth Science*, 2019, no. 30, pp. 236–243.
28. Cao W., Flament N., Zahirovic S., Williams S.E., Muller R.D. The interplay of dynamic topography and eustasy on continental flooding in the late Paleozoic. *Tectonophysics*, 2019, no. 761, pp. 108–121.
29. Kabanov P., Jiang C. Photoc-zone euxinia and anoxic events in a Middle-Late Devonian shelfal sea of Panthalassan continental margin, NW Canada: Changing paradigm of Devonian ocean and sea level fluctuations. *Global and Planetary Change*, 2020, no. 188, pp. 1–19.
30. Snedden J.W., Liu C. A compilation of Phanerozoic sea level change, coastal onlaps, and recommended sequence designations. *American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article*, 2010, 3 p.

Received 28 October 2021.

Information about the authors

Aleksandr I. Sulima, applicant, Perm State National Research University.

Aleksey V. Plyusnin, sedimentologist, LLC «INK».

Lev D. Pleshkov, senior lecturer, Perm State National Research University.

Yaroslav S. Trubin, research assistant, laboratory of sedimentology and evolution of paleobiosphere, Tyumen State University.

Vladislav D. Timofeev, applicant, Perm State National Research University.

УДК 534.21

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ИЗЛУЧАТЕЛЯ РЕЗОНАНСНОГО ТИПА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ

Азин Антон Владимирович¹,
antonazin@niipmm.tsu.ru

Богданов Евгений Петрович²,
epbogdanov@mail.ru

Марицкий Николай Николаевич¹,
nnmar@niipmm.tsu.ru

Пономарев Сергей Александрович¹,
doc.sergeyponomarev@gmail.com

Рикконен Сергей Владимирович¹,
rikk2@yandex.ru

¹ Национальный исследовательский Томский государственный университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность данного исследования обусловлена тем, что для повышения эффективности (производительности) ультразвукового метода подготовки высоковязкой нефти к транспорту необходимо полностью учитывать все особенности конструкции ультразвукового излучателя с целью дальнейшего полного энергетического согласования колебательной системы «излучатель–нагрузка».

Цель: разработка математической модели ультразвукового излучателя резонансного типа с учетом влияния деформации корпуса излучателя и колебаний многослойного пьезоактюатора на его амплитудно-частотные характеристики с целью получения суммарных энергетических характеристик системы.

Объекты: конструкция ультразвукового излучателя резонансного типа, амплитудно-частотные характеристики.

Методы: математическое моделирование ультразвукового излучателя резонансного типа, учитывающее колебательные процессы инерционности подвижных частей конструкции, подвижность части корпуса излучателя и колебательные процессы многослойного пьезоактюатора.

Результаты. Математическая модель позволяет рассчитать амплитудно-частотные характеристики колебательной системы с учетом деформаций корпуса ультразвукового излучателя и колебательных процессов многослойного пьезоактюатора, определиться с резонансными частотами системы, выбрать конструкцию корпуса излучателя и пьезоактюатора. Результаты теоретических расчетов хорошо согласуются с экспериментальными данными, отклонение составляет не более 15 %.

Выводы. Анализ результатов проведенного исследования показал, что для получения достоверной информации по работе ультразвукового излучателя резонансного типа при аналитических расчетах необходимо учитывать влияние жесткости корпуса и внутренних колебаний многослойного пьезоактюатора. Деформации части корпуса ультразвукового излучателя за счет наличия смотровых окон увеличивают ускорение рабочей поверхности толкателя по сравнению с работой ультразвукового излучателя с абсолютно жестким корпусом, тем самым увеличивается коэффициент преобразования электрической энергии в механическую. Математическая модель ультразвукового излучателя резонансного типа позволяет определить частоты колебательной системы, на которых наблюдается максимальный коэффициент преобразования энергии, и оценить необходимую точность настройки частоты источника энергии.

Ключевые слова:

Ультразвуковое излучение, излучатель, коэффициент преобразования, энергия, тепловые поля.

Ультразвуковое излучение (УЗ) позволяет осуществлять энергетическое воздействие на разнообразные среды и элементы конструкций с разными физическими свойствами – жидкими, твердыми. Для твердых веществ УЗ воздействие осуществляется за счет гистерезисного нагрева, и данный эффект используется в технике и медицине [1–5].

Метод широко используется на этапе тестирования, тренировки и выбраковки радиоэлектронного оборудования специального назначения (бортовое оборудование космических аппаратов) как бескон-

тактный и неразрушающий метод контроля. Передаваемая энергия создает градиент температур и тепловые поля в электронной плате, тем самым вызывая напряженно-деформированное состояние, что позволяет оценить долговечность материалов и устройства в целом. Учитывая техническую сложность конечных электронных изделий и стоимость их разработки, факт использования метода УЗ излучения подтверждает свою применимость, полезность и значимость. Данные принципы положены в основу при разработке математической модели УЗ излучателя.

При влиянии УЗ на жидкие вещества (вязкие углеводороды) энергетическое воздействие осуществляется нагревом, сдвиговыми напряжениями при акустическом течении, кавитацией [6]. Ультразвуковой технологией можно существенно повысить эффективность подготовки высоковязкой нефти к транспорту – существенно снизить вязкость и дегазировать нефть. Источником акустической энергии является УЗ излучатель. Количество передаваемой энергии в среду зависит от конструкции излучателя [7–9]. Есть ряд конструкций излучателей с разными коэффициентами преобразования электрической энергии в механическую при разных условиях согласования источника с нагрузкой [1, 10–12]. От коэффициента преобразования и согласования излучателя с нагрузкой зависит конечный технологический эффект – разрушение надмолекулярной структуры нефти и температура нагрева элемента конструкции.

В работе предложена математическая модель УЗ излучателя резонансного типа. Модель позволяет учитывать колебательные процессы, происходящие в системе УЗ излучателя:

- колебания подсистемы «толкатель – упругость предварительного поджатия»;
- колебательная подсистема «корпус – упругость корпуса»;
- колебательная подсистема многослойного пьезоактюатора.

На рис. 1 представлен УЗ излучатель резонансного типа, выполненный на основе многослойного пьезоактюатора АПМ-2-7. УЗ излучатель резонансного типа состоит из: 1 – корпус излучателя; 2, 6 – центраторы; 3 – многослойный пьезоактюатор АПМ-2-7; 4 – толкатель; 5 – упругость; 7 – датчик силы; 8 – смотровые окна в корпусе излучателя; 9 – стальная щека; 10 – гайка предварительного поджатия, 11 – стопорная гайка.

Изучение режимов работы УЗ излучателя удобно проводить по частотным характеристикам механической колебательной системы, которые позволяют анализировать резонансные явления устройства.

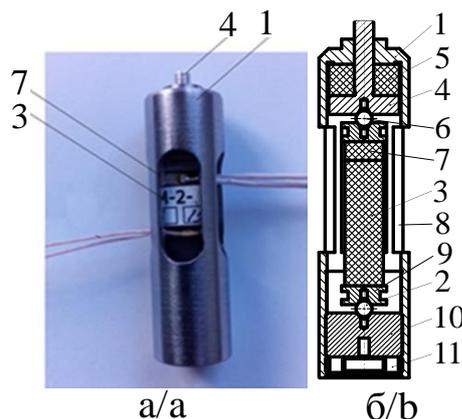


Рис. 1. Ультразвуковой излучатель резонансного типа: а) вариант изготовления; б) структурная схема
 Fig. 1. Ultrasonic resonant emitter: a) manufacturing variant; b) structural design

Для аналитического определения амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) УЗ излучателя используется электрическая схема замещения, представленная на рис. 2 [12]. При данном подходе учитывается только инерционность подвижных элементов излучателя и упругость предварительного поджатия конструкции.

Данная АЧХ (рис. 2) не совпадает с экспериментом по собственным и резонансным частотам, а также по амплитудам ускорения системы. Следовательно, необходимо доработать схему замещения с учетом влияния жесткости корпуса и внутренних колебаний многослойного пьезоактюатора.

В консервативных колебательных системах амплитуды смещения, скорости и ускорения подвижных элементов определяются величинами инерционности и жесткостями системы. Реактивные сопротивления электрической схемы замещения определяются выражениями (1):

$$X_{m1} = j\omega m_1, \quad X_{c1} = \frac{C_1}{j\omega}, \quad (1)$$

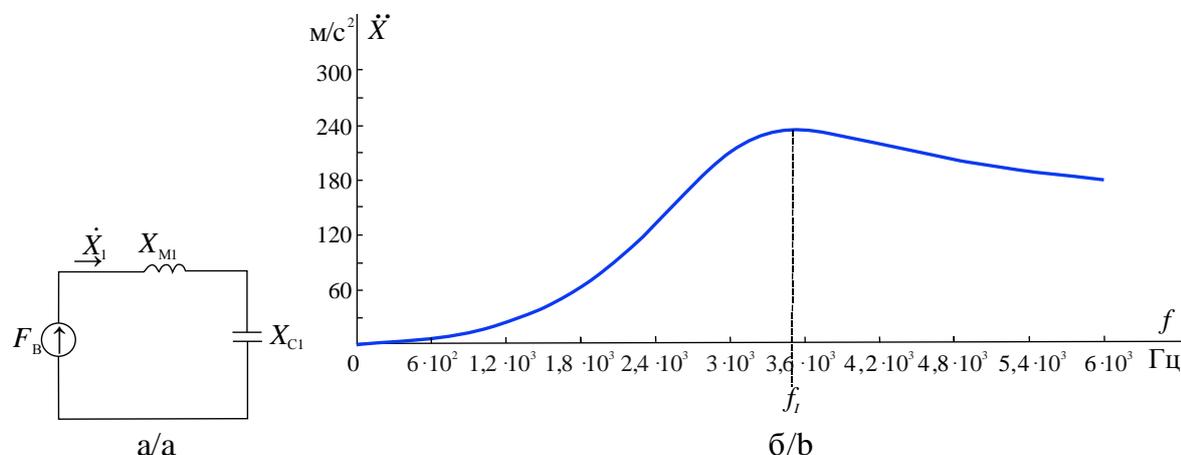


Рис. 2. Результаты расчета по подходу из [12]: а) упрощенная электрическая схема замещения ультразвукового излучателя резонансного типа; б) АЧХ системы

Fig. 2. Results of the calculation from [12]: a) simplified electrical scheme for replacing the ultrasonic emitter; b) amplitude-frequency characteristics system

где m_1 – суммарная масса подвижных элементов конструкции (масса толкателя, $1/3$ массы многослойного пьезоактюатора, масса двух щёк, двух центраторов), кг; $C_1 = \frac{1}{k_1}$ – жесткость пружины предварительного поджатия, Н/м; k_1 – упругость пружины предварительного поджатия; ω – угловая частота вращения, $1/c$.

Механическая схема УЗ излучателя представлена на рис. 3, где m_1 – суммарная масса подвижных элементов, m_2 – масса части корпуса со стороны толкателя до смотровых окон, k_1 – упругость пружины предварительного поджатия, k_2 – упругость стальных стоек смотровых окон.

В математической модели, кроме подсистемы «толкатель – упругость предварительного поджатия», необходимо учитывать колебательную подсистему «корпус – упругость корпуса». Данный подход позволяет на этапе проектирования рассчитать частотные характеристики УЗ излучателя резонансного типа с учетом деформации корпуса.

Колебания корпуса УЗ излучателя соизмеримы по величине с колебаниями толкателя и при совпадении по фазе, на определенной частоте, дают значительное увеличение суммарных колебаний, что существенно увеличивает электромеханический коэффициент преобразования.

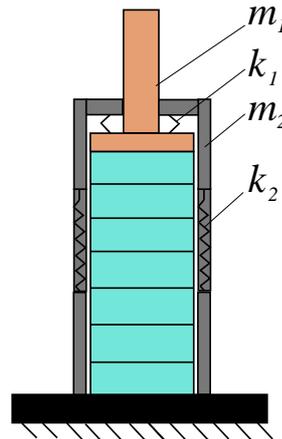


Рис. 3. Механическая схема ультразвукового излучателя резонансного типа с учетом упругой подсистемы корпуса излучателя

Fig. 3. Mechanical scheme of the ultrasonic emitter taking into account the elastic subsystem of the emitter body

Для исследования данной механической колебательной системы использовался формализованный метод электрических аналогий [1, 13, 14]. На рис. 4 представлена эволюция перехода от механической системы к электрической схеме аналогии.

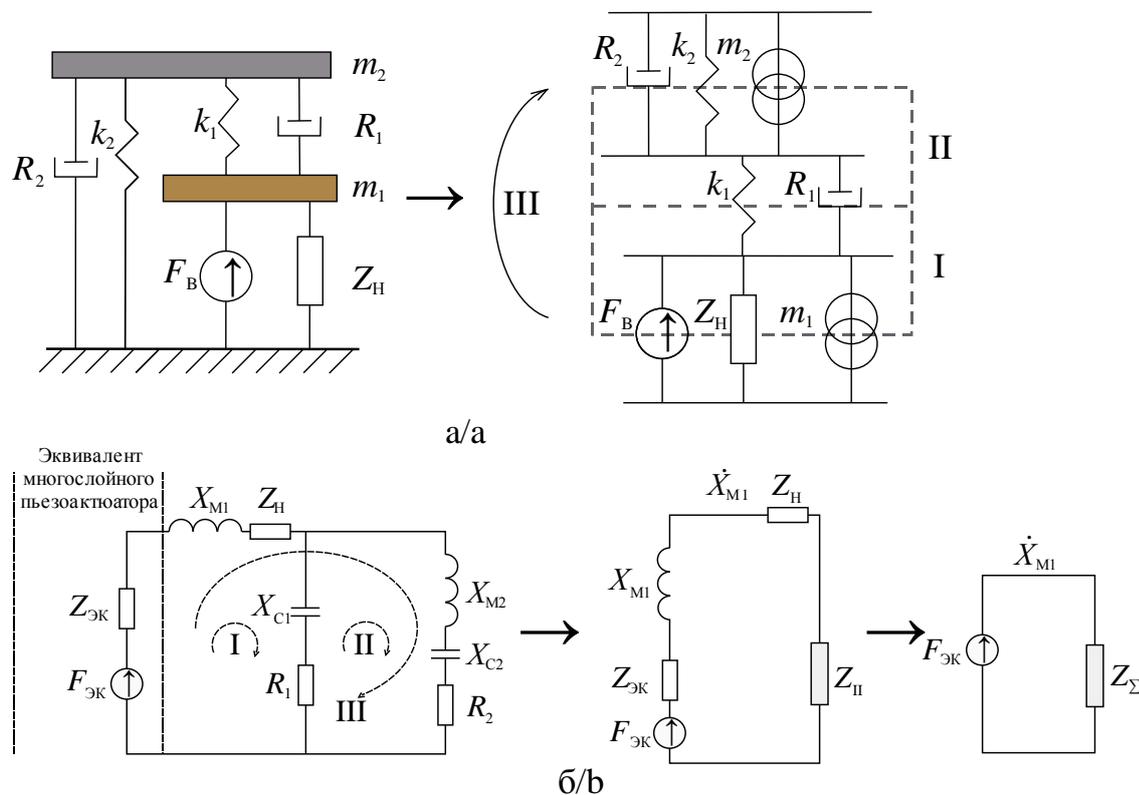


Рис. 4. Преобразование схемы замещения УЗ излучателя резонансного типа в соответствии с [1, 12]: а) преобразование механической схемы замещения излучателя к его трехконтурной электрической схеме замещения; б) преобразование эквивалентной электрической схемы замещения до эквивалентного импеданса

Fig. 4. Conversion of the ultrasonic substitution scheme of the emitter according to [1, 12]: а) conversion of the mechanical scheme of the emitter substitution to its three-circuit electrical substitution scheme; б) conversion of the equivalent electrical replacement scheme to equivalent impedance

На рис. 4 приняты следующие обозначения: R_1, R_2 – активные сопротивления колебательных контуров I и II, кг/с; Z_n – импеданс нагрузки (на холостом ходу работы УЗ излучателя приравнивается нулю), кг/с; F_B – сила возбуждения многослойного пьезоактюатора, Н; $F_{Эк}$ – эквивалентная сила многослойного пьезоактюатора, учитывающая упругие и инерционные сопротивления слоев пьезоактюатора, Н; $Z_{ок}$ – эквивалентные внутренние сопротивления (упругие и инерцион-

ные сопротивления) многослойного пьезоактюатора, кг/с.

Учет колебательной подсистемы многослойного пьезоактюатора проводится согласно [2, 12, 15–20]. УЗ излучатель резонансного типа представляет собой колебательную систему, которую необходимо представлять как единое целое в процессе движения инерционных элементов. Общая электрическая схема замещения представлена на рис. 5.

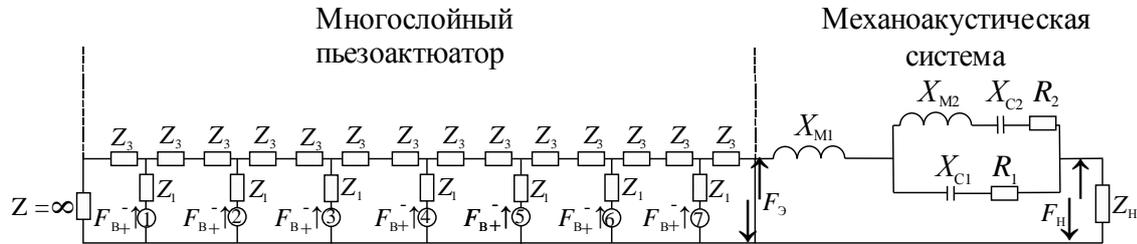


Рис. 5. Общая электрическая схема замещения УЗ излучателя резонансного типа

Fig. 5. General electrical scheme for ultrasonic resonant emitter substitution

Холостой ход УЗ излучателя резонансного типа характеризуется отсутствием сопротивления нагрузки – принимается $Z_n=0$ (рис. 5).

Схема замещения имеет три контура: I, II, III (рис. 4): I – колебательный контур УЗ излучателя; II – колебательный контур части корпуса УЗ излучателя; III – внешний колебательный контур, не учитывает жесткость упругости поджатия. Импедансы ответвлений считаются по (2). Каждый контур имеет свою резонансную частоту.

$$Z_{11}=X_{c1}+R_1, \quad Z_{22}=X_{M2}+X_{c2}+R_2. \quad (2)$$

Суммарное сопротивление второго контура определяется из (3):

$$Z_{II} = \frac{Z_{11}Z_{22}}{Z_{11}+Z_{22}}. \quad (3)$$

Эквивалентное сопротивление определяется из (4):

$$Z_{\Sigma} = Z_{Эк} + Z_{II} + X_{m1} + Z_n. \quad (4)$$

Масса подвижных частей подсистемы «толкатель – упругость предварительного поджатия» вычисляется из:

$$m_1 = \frac{7M_{пз}}{3} + M_{ц} + M_{щ} + M_{дс} + M_{тол} + M_{ду},$$

где $M_{ц}$ – масса центратора; $M_{щ}$ – масса щеки; $M_{дс}$ – масса датчика силы; $M_{тол}$ – масса толкателя; $M_{ду}$ – масса датчика ускорения; $M_{пз}$ – масса пластины пьезоэлемента.

Масса подвижной части корпуса УЗ излучателя резонансного типа:

$$m_2 = V_{кор} \rho_{fe},$$

где $V_{кор}$ – объем подвижной части корпуса излучателя; ρ_{fe} – плотность материала корпуса.

Жесткость стоек окна корпуса излучателя вычисляется по выражению (5):

$$C_2 = E \frac{S}{L_0} \text{ Н/м}, \quad (5)$$

где E – модуль Юнга материала, Па; S_c – суммарная площадь сечения стоек окна излучателя, m^2 ; L_0 – длина окна корпуса излучателя, м.

Резонансные угловые частоты контуров колебательной системы УЗ излучателя ориентировочно определяются из (6):

$$\omega_i = \sqrt{\frac{C_i}{m_i}}, \quad 1/c, \quad (6)$$

где $i=1 \dots 3$; C_i – суммарная жесткость i -го контура колебательной системы; m_i – суммарная масса i -го контура колебательной системы.

В таблице представлены резонансные частоты колебательных контуров конструкции УЗ излучателя резонансного типа.

Таблица. Резонанс контуров УЗ излучателя

Table. Resonance of the ultrasonic emitter circuits

№ контура/Circuit number	f_i , кГц/kHz
I	3,37
II	26,4
III	11

Учет движения части корпуса образует в ускорении толкателя ряд резонансных мод в АЧХ УЗ излучателя (рис. 6). Без учета колебательной системы многослойного пьезоактюатора.

На рис. 7, а показана схема проведения эксперимента УЗ излучателя резонансного типа. Сигналы с акселерометра AP10 обрабатывались на предварительном усилителе ZET 440 фирмы ZETLAB. Датчик силы представляет собой предварительно прокалбированный пьезоактюатор (50 слоев).

На осциллографе GDS-72104E фирмы GW Instek снимались сигналы: U – напряжения на многослойном пьезоактюаторе, F – сигнал пропорциональный силы многослойного пьезоактюатора, I – ток многослойного пьезоактюатора, \ddot{X} – ускорение толкателя. На рис. 7, б приведена осциллограмма процесса на частоте 20 кГц.

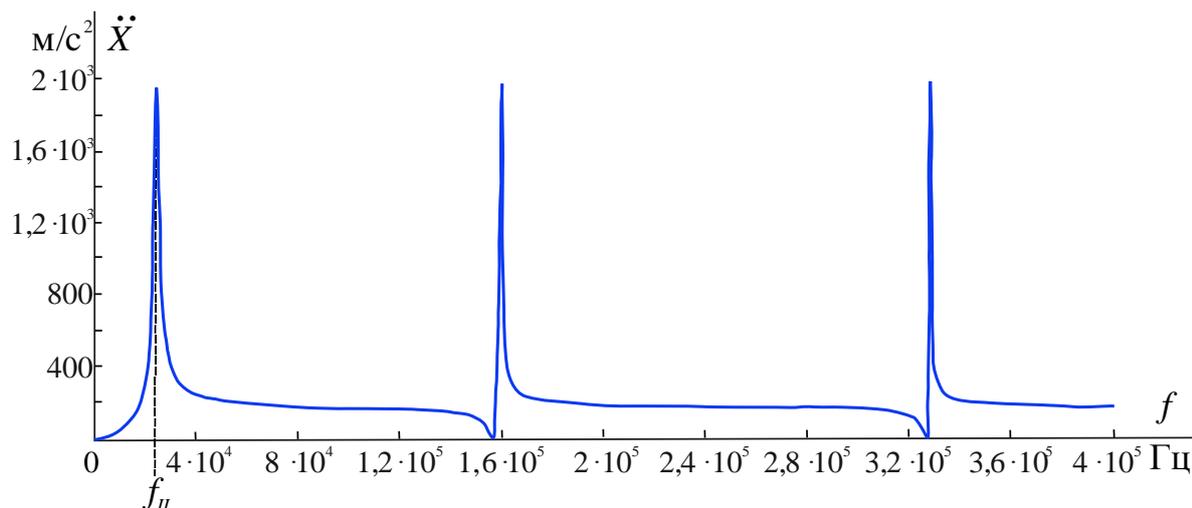


Рис. 6. АЧХ системы УЗ излучателя с учетом участия в движении части корпуса излучателя и без учета колебательных процессов в многослойном пьезоактуаторе

Fig. 6. Amplitude-frequency characteristics system of the ultrasonic emitter taking into account the participation in the motion of the emitter body part and not taking into account oscillation processes in the multilayer piezoactuator

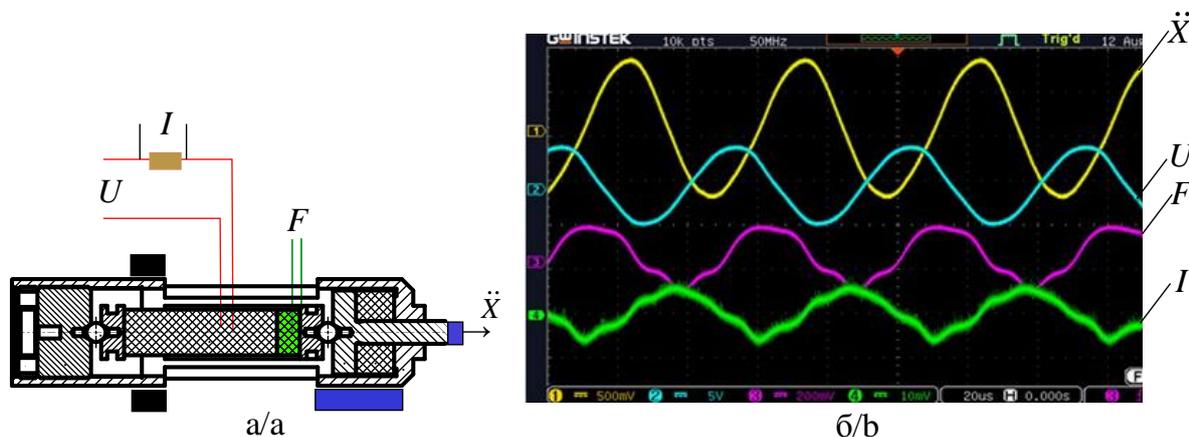


Рис. 7. Эксперимент: а) схема снятия экспериментальной АЧХ УЗ излучателя при работе на холостом ходу; б) осциллограммы сигналов измерительной системы

Fig. 7. Experiment: a) experimental amplitude-frequency characteristics of ultrasonic emitter while idling; b) signal oscillograms of the measuring system

На рис. 8, а представлены данные, полученные при эксперименте и при аналитическом расчете с помощью разработанной математической модели. Показано, что основной резонанс по этим характеристикам совпадает и математическая модель адекватна колебательной системе УЗ излучателя. Максимум ускорения толкателя соответствует резонансу колебаний части корпуса, что существенно увеличивает возможности излучателя. На рис. 8, б представлена АЧХ УЗ излучателя для большего диапазона, рассчитанная с помощью разработанной математической модели. На АЧХ УЗ излучателя выявлено несколько резонансов системы, причем есть резонансы с большими ускорениями.

Анализ частотных характеристик, полученных на основе разработанной математической модели, позволяет определить наиболее энергоемкие частоты (резонансы) работы колебательной системы УЗ излучателя резонансного типа.

Заключение

Анализ результатов проведенного исследования показал, что для получения достоверной информации по работе ультразвукового излучателя резонансного типа при аналитических расчетах необходимо учитывать влияние жесткости корпуса и внутренних колебаний многослойного пьезоактуатора.

Деформации части корпуса ультразвукового излучателя, получаемые за счет наличия смотровых окон, увеличивают ускорение рабочей поверхности толкателя, по сравнению с работой ультразвукового излучателя с абсолютно жестким корпусом, тем самым увеличивается коэффициент преобразования электрической энергии в механическую.

Результаты теоретических расчетов хорошо согласуются с экспериментальными данными, погрешность составляет не более 15 %.

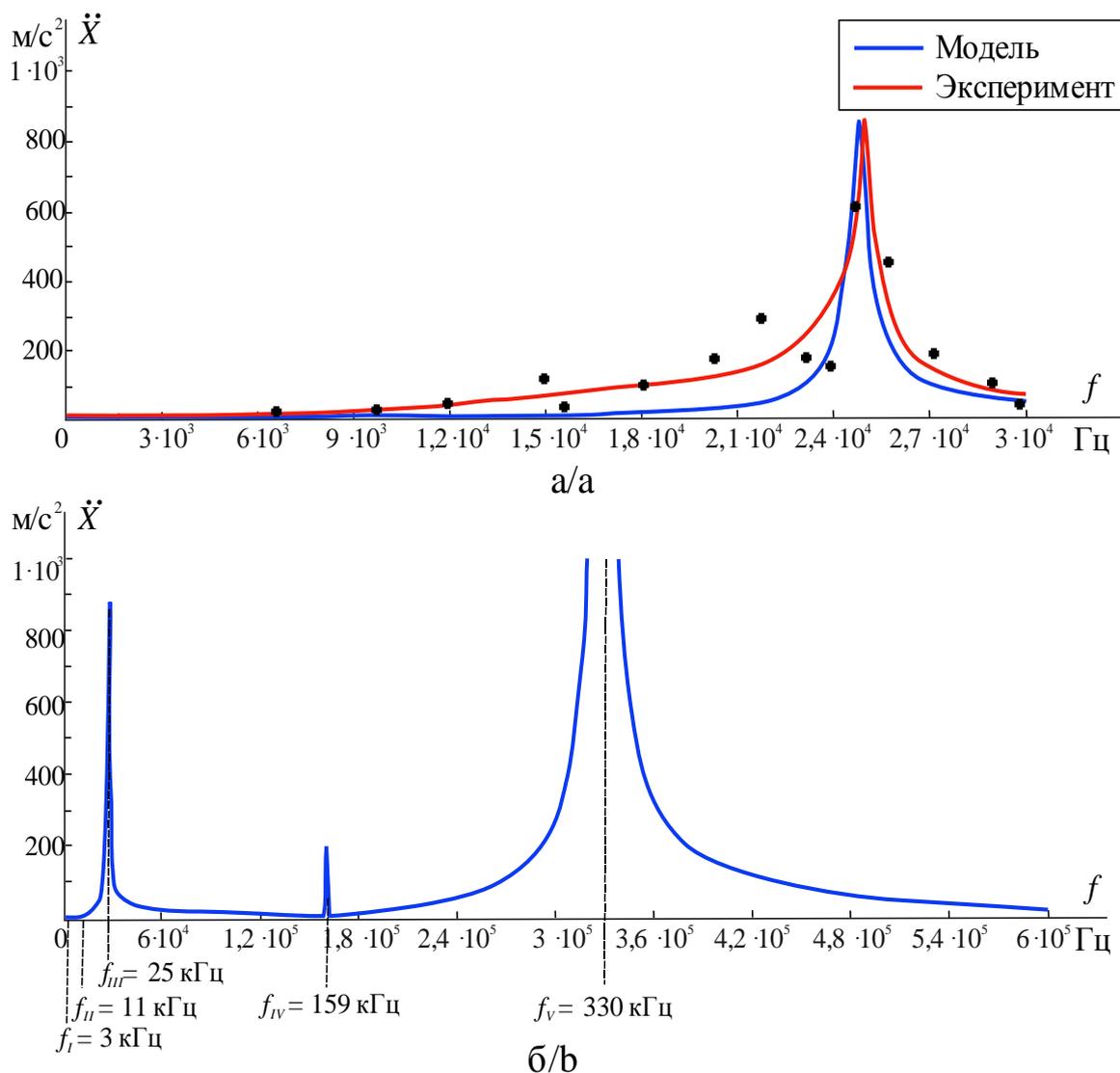


Рис. 8. АЧХ УЗ излучателя резонансного типа с учетом влияния многослойного пьезоактюатора и жесткости корпуса: а) сравнение данных расчета и эксперимента; б) данные расчета для большего диапазона частот

Fig. 8. Amplitude-frequency characteristics of ultrasonic emitter, taking into account the influence of the multilayer piezoactuator and the body rigidity: a) comparison of calculation and experiment data; b) calculation data for a larger frequency range

Математическая модель ультразвукового излучателя резонансного типа позволяет определить частоты колебательной системы, на которых наблюдается максимальный коэффициент преобразования энергии, определить необходимую точность настройки частоты источника энергии, рассчитать конструкцию корпуса излучателя по надежности и ресурсу работы.

Разработанная математическая модель ультразвукового излучателя резонансного типа позволяет оценить энергетическое воздействие на любые твердые и

жидкие вещества при выбранном режиме его работы. Таким образом, разработанная математическая модель позволяет определить влияние каждого элемента конструкции ультразвукового излучателя резонансного типа для подготовки нефти и углеводородных топлив к транспорту в условиях Арктики и Антарктики.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (тема № 0721-2020-0036).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Математическое моделирование процесса ультразвуковой подготовки высоковязкой нефти к транспорту / А.В. Азин, Е.П. Богданов, С.А. Пономарев, Н.Н. Марицкий, С.В. Рикконен // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 114–122.
2. Зайцев В.В., Кузнецова И.Е. Акустические волны в тонких пьезоэлектрических пластинах. – М.: Радиотехника, 2018. – 240 с.
3. Gong Jing. Study on deacidification process of waste internal combustion engine oil under the action of ultrasound // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. – 2020. – Sci. 467 012046
4. Ultrasonic nano-emulsification – a review / M. Seyed, M.-G. Mohsen, G.-G. Roghayeh, M. Massoud, S. Pedram Safarpoura, Z. Majid // Ultrasonics Sonochemistry. – 2019. – 52. – P. 88–105.
5. Xu Y., Langbauer C., Hofstaetter H. The application of ultrasonic technology for cleaning oil contaminated sand // SPE Asia Pacific

- Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility Conference. – Kuala Lumpur, 2017.
6. Гусев В.А., Руденко О.В. Поля радиационных сил и акустические течения в жидком слое на твердом полупространстве // Акустический журнал. – 2019. – Т. 65. – № 2. – С. 166–181.
 7. Guz A.N., Bagno A.M. Effect of prestresses on the dispersion of Lamb waves in a system consisting of a viscous liquid layer and a compressible elastic layer // International applied mechanics. – 2018. – V. 54 (3). – P. 249–258.
 8. Huang L., Liang J., Wu C. A three-dimensional indirect boundary integral equation method for modeling elastic wave scattering in a layered half-space // International Journal of Solids and Structures. – 2019. – V. 169. – P. 81–94.
 9. Falletta S., Monegato G., Scuderi L. On the discretization and application of two space–time boundary integral equations for 3D wave propagation problems in unbounded domains // Applied Numerical Mathematics. – 2018. – V. 124. – P. 22–43.
 10. Intensification of the processes of preparation of drilling and cement mortars using vibration jet activation methods / S.V. Rikkonen, M.A. Dmitrieva, V.N. Leitsin, S.V. Ponomarev, A.V. Azin // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – V. 911. – № 012001. DOI: 10.1088/1757-899X/911/1/012001.
 11. Способ виброструйной гидродинамической технологии сохранения текучести углеводородных топлив и нефтепродуктов в условиях низких температур / А.В. Азин, Е.П. Богданов, С.В. Пономарев, С.В. Рикконен // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 41–48.
 12. Рикконен С.В., Пономарев С.В., Азин А.В. Моделирование колебательных процессов пьезоэлектрического преобразователя // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2015. – № 2 (34). – С. 86–95.
 13. Идентификация параметров механической системы вибративного электромагнитного активатора по граничным окolorезонансным частотам / А.Н. Гаврилин, С.Н. Кладиев, А.С. Глазырин, Е.В. Боловин, В.И. Полищук // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 158–177.
 14. Резонансные колебания с предельной амплитудой в вибративном электромагнитном активаторе / А.Н. Гаврилин, Е.В. Боловин, А.С. Глазырин, С.Н. Кладиев, В.И. Полищук // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 201–213.
 15. Thin film flexible/bendable acoustic wave devices: Evolution, hybridization and decoupling of multiple acoustic wave modes / R. Tao, W.B. Wang, J.T. Luo, S.A. Hasan, H. Torun, P. Canyelles-Pericas, J. Zhou, W.P. Xuan, M.D. Cooke, D. Gibson, Q. Wu, W.P. Ng, J.K. Luo, Y.Q. Fu // Surface & Coatings Technology. – 2019. – V. 357. – P. 587–594.
 16. Guiding and splitting Lamb waves in coupled-resonator elastic waveguides / Y.-F. Wang, T.-T. Wang, J.-P. Liu, Y.-S. Wang, V. Laude // Composite Structures. – 2018. – V. 206. – P. 588–593.
 17. Анисимкин В.И., Воронова Н.В. Особенности генерации нормальных акустических волн высших порядков в тонких пьезоэлектрических пластинах // Акустический журнал. – 2020. – Т. 66. – № 1. – С. 3–7.
 18. Создание эталонной плоской волны ультразвуковой волны в жидкости с помощью плоского пьезоэлектрического преобразователя большого волнового размера / А.А. Крохмаль, Д.А. Николаев, С.А. Цысарь, О.А. Сапожников // Акустический журнал. – 2020. – Т. 66. – № 5. – С. 475–488.
 19. Исаев А.Е., Айвазян Ю.М., Поликарпов А.М. Проблемы исследования акустических свойств материалов методами ближнего поля // Альманах современной метрологии. – 2020. – № 1. – С. 163–196.
 20. Research on the transmission characteristics of air-coupled ultrasound in double-layered bonded structures / X.-G. Wang, W.-L. Wu, Z.-C. Huang, J.-J. Chang, N.-X. Wu // Materials. – 2018. – V. 11. – № 310. DOI: 10.3390/ma11020310.

Поступила 15.10.2021 г.

Информация об авторах

Азин А.В., кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник Научно-исследовательского института прикладной математики и механики Томского государственного университета.

Богданов Е.П., кандидат технических наук, доцент Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Марицкий Н.Н., кандидат физико-математических наук, инженер-исследователь Научно-исследовательского института прикладной математики и механики Томского государственного университета.

Пономарев С.А., инженер-исследователь Научно-исследовательского института прикладной математики и механики Томского государственного университета.

Рикконен С.В., кандидат технических наук, доцент, инженер-исследователь Научно-исследовательского института прикладной математики и механики Томского государственного университета.

UDC 534.21

MATHEMATICAL MODELING OF A RESONANT-TYPE ULTRASONIC EMITTER FOR PREPARING HIGH-VISCOSITY OIL FOR TRANSPORT

Anton V. Azin¹,
antonazin@niipmm.tsu.ru

Eugene P. Bogdanov²,
epbogdanov@mail.ru

Nikolay N. Maritsky¹,
nnmar@niipmm.tsu.ru

Sergey A. Ponomarev¹,
doc.sergeyponomarev@gmail.com

Sergey V. Rikonen¹,
rikk2@yandex.ru

¹ National Research Tomsk State University,
36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of this study is caused by the fact that in order to increase the efficiency (productivity) of the ultrasound method for preparing high-viscosity oil for transport it is necessary to take into account all the construction features of the ultrasound emitter in order to fully complete energy matching of the oscillatory system «emitter–load».

The aim of the research is to develop a mathematical model of an ultrasound resonant emitter accounting for the effect of deformation of the emitter body and oscillations of a multilayer piezo actuator on its amplitude-frequency characteristics in order to obtain the total energy characteristics of the system.

Objects: the design of the ultrasound resonant emitter, amplitude-frequency characteristics.

Methods: mathematical modeling of an ultrasound resonant emitter, taking into account the oscillating processes of the movable parts inertia of the structure, the mobility of a emitter body part and the oscillating processes of a multilayer piezo actuator.

Results. The mathematical model makes it possible to calculate the amplitude-frequency characteristics of the oscillatory system accounting for deformations of the ultrasound emitter body and oscillations of a multilayer piezo actuator; to determine the resonant frequencies of the system; to choose the construction of the emitter body and piezo package. Results of the theoretical calculations show very good agreement with experimental data with the deviation of no more than 15 %.

Conclusions. The results of the study showed that in order to obtain reliable information on operation of ultrasound resonance emitter, the influence of the rigidity of the body and internal oscillations of the multilayer piezoactuator must be taken into account in the analytical calculations. The deformation of a part of the ultrasound emitter body by the use of inspection windows increases the acceleration of the working pusher as compared to the operation of the radiator ultrasound emitter with a completely rigid body, thereby increasing the coefficient of electrical energy into mechanical one. The mathematical model of the ultrasound resonant emitter makes it possible to determine the oscillation system frequencies at which the maximum energy conversion coefficient is observed and to estimate the necessary accuracy of the energy source frequency setting.

Key words:

Ultrasonic radiation, emitter, conversion coefficient, energy, thermal fields.

The work was carried out within the framework of the State mission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (theme 0721-2020-0036).

REFERENCES

1. Azin A.V., Bogdanov E.P., Ponomarev S.A., Maritsky N.N., Rikonen S.V. Mathematical modelling of high-viscous oil ultrasonic preparation for transport. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 4, pp. 114–122. In Rus.
2. Zaytsev V.V., Kuznetsova I.E. *Akusticheskie volny v tonkikh pezoelektricheskikh platinakh* [Acoustic waves in thin piezoelectric plates]. Moscow, Radiotekhnika Publ., 2018. 240 p.
3. Gong Jing. Study on deacidification process of waste internal combustion engine oil under the action of ultrasound. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ Sci.*, 2020, vol. 467, no. 012046.
4. Seyed M., Mohsen M.-G., Roghayeh G.-G., Massoud M., Pedram Safarpoura S., Majid Z. Ultrasonic nano-emulsification – a review. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2019, vol. 52, pp. 88–105.
5. Xu Y., Langbauer C., Hofstaetter H. The application of ultrasonic technology for cleaning oil contaminated sand. *SPE Asia Pacific Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility Conference*. Kuala Lumpur, 2017.
6. Gusev V.A., Rudenko O.V. Polya radiatsionnykh sil i akusticheskie techeniya v zhidkom sloe na tverdom poluprostranstve [Radiation force fields and acoustic flows in a liquid layer on a solid half-space]. *Akusticheskiy zhurnal*, 2019, vol. 65, no. 2, pp. 166–181.
7. Guz A.N., Bagno A.M. Effect of prestresses on the dispersion of Lamb waves in a system consisting of a viscous liquid layer and a compressible elastic layer. *International applied mechanics*, 2018, vol. 54 (3), pp. 249–258.
8. Huang L., Liang J., Wu C. A three-dimensional indirect boundary integral equation method for modeling elastic wave scattering in a

- layered half-space. *International Journal of Solids and Structures*, 2019, vol. 169, pp. 81–94.
9. Falleta S., Monegato G., Scuderi L. On the discretization and application of two space–time boundary integral equations for 3D wave propagation problems in unbounded domains. *Applied Numerical Mathematics*, 2018, vol. 124, pp. 22–43.
 10. Rikkinen S.V., Dmitrieva M.A., Leitsin V.N., Ponomarev S.V., Azin A.V. Intensification of the processes of preparation of drilling and cement mortars using vibration jet activation methods. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 911, no. 012001. DOI: 10.1088/1757-899X/911/1/012001.
 11. Azin A.V., Bogdanov E.P., Ponomarev S.V., Rikkinen S.V. Method of vibro-jet hydrodynamic technology to retain the fluidity of hydrocarbon fuels and petroleum products at low temperatures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 4, pp. 41–48. In Rus.
 12. Rikkinen S., Ponomarev S., Azin A. Simulation of oscillatory processes in a piezoelectric emitter. *Tomsk state university journal of mathematics and mechanics*, 2015, Iss. 2 (34), pp. 86–95. In Rus.
 13. Gavrilin A.N., Kladiev S.N., Glazyrin A.S., Bolovin E.V., Polishchuk V.I. Identification of parameters of vibration electromagnetic activator mechanical system using limiting nearresonance frequency. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 4, pp. 158–177. In Rus.
 14. Gavrilin A.N., Bolovin E.V., Glazyrin A.S., Kladiev S.N., Polishchuk V.I. Resonant oscillations with a limiting amplitude in a vibration electromagnetic activator. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 201–213. In Rus.
 15. Tao R., Wang W.B., Luo J.T., Hasan S.A., Torun H., Canyelles-Pericas P., Zhou J., Xuan W.P., Cooke M.D., Gibson D., Wu Q., Ng W.P., Luo J.K., Fu Y.Q. Thin film flexible/bendable acoustic wave devices: Evolution, hybridization and decoupling of multiple acoustic wave modes. *Surface & Coatings Technology*, 2019, vol. 357, pp. 587–594.
 16. Wang Y.-F., Wang T.-T., Liu J.-P., Wang Y.-S., Laude V. Guiding and splitting Lamb waves in coupled-resonator elastic waveguides. *Composite Structures*, 2018, vol. 206, pp. 588–593.
 17. Anisimkin V.I., Voronova N.V. Osobennosti generatsii normalnykh akusticheskikh voln vysshikh poryadkov v tonkikh pezoelektricheskikh platinakh [Features of the generation of higher-order normal acoustic waves in thin piezoelectric plates]. *Akusticheskiy zhurnal*, 2020, vol. 66, no. 1, pp. 3–7.
 18. Krokmal A.A., Nikolaev D.A., Tsysar S.A., Sapozhnikov O.A. Sozdanie etalonnoy ploskoy volny ultrazvukovoy volny v zhidkosti s pomoshchyu ploskogo pezoelektricheskogo preobrazovatelya bolshogo volnovogo razmera [Creation of a reference plane wave of an ultrasonic wave in a liquid using a flat piezoelectric emitter of large wave size]. *Akusticheskiy zhurnal*, 2020, vol. 66, no. 5, pp. 475–488.
 19. Isaev A.E., Ayvazyan Yu.M., Polikarpov A.M. Problemy issledovaniya akusticheskikh svoystv materialov metodami blizhnego polya [Problems of studying the acoustic properties of materials by near-field methods]. *Almanac of modern metrology*, 2020, no. 1, pp. 163–196.
 20. Wang X.-G., Wu W.-L., Huang Z.-C., Chang J.-J., Wu N.-X. Research on the transmission characteristics of air-coupled ultrasound in double-layered bonded structures. *Materials*, 2018, vol. 11, no. 310. DOI: 10.3390/ma11020310.

Received: 15 October 2021.

Information about the authors

Anton V. Azin, Cand. Sc., senior researcher, National Research Tomsk State University.

Eugene P. Bogdanov, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Nikolay N. Maritsky, Cand. Sc., research engineer, National Research Tomsk State University.

Sergey A. Ponomarev, research engineer, National Research Tomsk State University.

Sergey V. Rikkinen, Cand. Sc., research engineer, National Research Tomsk State University.

УДК 624.131

ПРИРОДНЫЕ И АНТРОПОГЕННЫЕ ФАКТОРЫ, ОБУСЛОВЛИВАЮЩИЕ АКТИВНОСТЬ СКЛОНОВЫХ ПРОЦЕССОВ ТЕРРИТОРИИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ ЭЛЕГЕСТ–КЫЗЫЛ–КУРАГИНО

Строкова Людмила Александровна¹,
sla@tpu.ru

Надеждина Юлия Юрьевна¹,
levak.yuliya@mail.ru

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

Актуальность исследования обусловлена разработкой проекта первой железной дороги в Тыве, которая должна связать Тыву с Красноярским краем. Трасса планируется в сложных инженерно-геологических условиях. В статье представлена оценка инженерно-геологических условий территории трассы, необходимая для поддержки процесса принятия решений по размещению сооружений.

Целью данного исследования является изучение влияния природных и антропогенных факторов на активность склоновых процессов на территории, таких как обвалы, подвижные осыпи, лавины, солифлюкция, каменные глетчеры, курумы, сплывы, сели.

Объектом исследования является геологическая среда района проектируемой трассы Кызыл–Курагино. Рассмотрены основные факторы, влияющие на формирование склоновых процессов: геоморфологические и тектонические условия; литологический состав; физико-механические свойства пород, гидрологические, гидрогеологические и мерзлотные условия района, экзогенные и эндогенные геологические процессы, наличие автодорог. Каждый фактор далее подразделяется на классы.

Методы. Для определения взаимосвязи между природными и антропогенными факторами и активностью склоновых процессов использован статистический анализ частотности склоновых процессов и метод анализа иерархий наряду с географической информационной системой.

Результаты. Для определения взаимосвязи природных и антропогенных факторов со склоновыми процессами было проанализировано 9 факторов с 43 классами внутри них. Обнаружено, что наиболее значимыми параметрами являются: уклон поверхности, ее высотная отметка, экспозиция склона, генетический тип и литологический состав грунтов. Частота гравитационных смещений увеличивается на северных склонах с уклоном более 10°, с отметками более 2000 м, сложенных метаморфическими породами и обломочными образованиями. Частота и масштабы оползней увеличиваются в непосредственной близости от дорог. Их максимальные значения наблюдаются в пределах 50-метровой буферной зоны. Результаты определения весов двумя методами показали высокую сходимость результатов.

Выводы. Результаты дают информацию о природных и антропогенных факторах, характеризующих склоновые процессы на исследуемой территории. Применяемая методология позволяет оценить участки, предрасположенные к склоновым процессам, откартировать их, и может быть использована для составления документации по планировке и разработке рекомендаций по инженерной защите территории.

Ключевые слова:

Грунты, склоновые процессы, географическая информационная система, метод соотношения частотностей, метод анализа иерархий.

Введение

Строительство железной дороги Курагино–Кызыл–Элегест будет способствовать развитию производственного комплекса и экономики Тывы. Строительство дороги длиной в 412 км будет осуществляться в крайне сложных инженерно-геологических условиях через хребты Западного Саяна. Слабая изученность инженерно-геологических условий региона из-за труднодоступности местности, суровости климата повышает значимость инженерно-геологического изучения района. Технология выполнения таких работ в горной местности подробно изложена в работах [1–22].

Цель работы изучить распространение склоновых процессов на территории проложения новой железной дороги. Постановленная цель обусловила решение следующих задач: разработать методику и критерии инженерно-геологического анализа предрасположенности территории к склоновым процессам в среде ГИС; выявить особенности пространственной диффе-

ренциации и динамики геологических тел региона; создать базу геоданных для анализа динамики природных условий; по данным ГИС-анализа выполнить оценку предрасположенности территории к проявлению склоновых процессов.

Исследование, проведенное в отделении геологии ТПУ, включало анализ литературных и фондовых материалов, полученных при инженерно-геологических изысканиях отдельных участков трассы в 2009–2019 гг.; их обобщение и анализ. Научная значимость исследования состоит в том, что получены новые результаты (новые знания) о пространственной дифференциации и динамике геологических тел региона, определен оптимальный набор параметров геологической среды, выполнено их ранжирование для оценки предрасположенности территории к развитию склоновых процессов. Практическая значимость заключается в использовании результатов для обоснования выбора трассы новой железной дороги, для рационального природопользования.

Характеристика инженерно-геологических условий района

Основные особенности любой территории обусловлены совокупностью геологических процессов, реализованных в ходе истории геологического развития территории, ее тектоническим строением.

В *тектоническом* отношении зона предполагаемой трассы находится в центральной части Алтае-Саянской области, относится к типу мозаично-блоковых и представляет собой коллаж разновозрастных и разнотипных сооружений [23, 24]:

- палеомикроконтинентов – *добайкальских* массивов на юго-востоке (Сангиленская глыба) и островодужно-офиолитовых поясов (Куртушибинский, Борусский, Западно-Тывинский, Северо-Саянский);
- пассивных континентальных окраин палеокеанов: *салаирских* складчатых систем – на северо-востоке (Восточносаянская), востоке (Восточно-Тывинская), на юго-востоке (Верхне-Енисейская); *каледонских* – на западе и юго-западе (Западносаянская-Тывинская система);
- ареалов проявления коллизионного интрузивного магматизма;
- наложенных структур позднепалеозойской, мезозойской активизации и кайнозойского рифтогенеза, выраженных морфологически в виде впадин, прогибов и линейных зон деформаций, линейных ареалов малых интрузий, роев даек и излияний базальтов.

Большую роль в разграничении структур играют глубинные (мантийные) и региональные разломы.

В *геоморфологическом* отношении территория трассы характеризуется большим разнообразием. Здесь распространены высокогорные (более 2000 м), среднегорные хребты с абсолютными отметками 1000...2000 м, низкогорные – до 1000 м, а также аккумулятивные и денудационные равнины меж- и внутригорных впадин с высотами поверхности 300...700 м.

Геокриологические условия. Важной особенностью этой территории является широкое и чрезвычайно пестрое распространение сезонной мерзлоты и многолетнемерзлых пород (ММП).

Пояс *сплошного* распространения ММП представлен в наиболее приподнятых горных массивах либо отдельных вершинах хребтов на высотах 2000 м и выше. Мощность ММП 200–400 м со среднегодовой температурой от –3 до –5 °С [25].

Пояс *прерывистого* распространения ММП представлен в интервале высот 1500–2000 м. Мощность мерзлой толщи горных пород изменяется до 100 м, реже до 300 м со среднегодовой температурой от 0 до –2 °С.

Островное распространение ММП представлено широкой полосой в нижней части хребтов Восточного Танну-Ола, хребта Обручева, почти полностью охватывает Тоджинскую и Туран-Уюкскую впадины и в незначительной мере – Тывинскую депрессию. В горах островная мерзлота развита в интервале высот 1000...1500 м в зависимости от экспозиции склонов, литологического состава грунтов, их влажности, почвенно-растительного покрова. В котловинах мерзлота обнаруживается на высоте 500...900 м. Мощность

ММП незначительная, в горах 10...30 м, на дне котловин – 5...15 м, редко 30 м. Средняя многолетняя температура колеблется от 0 до –1,5 °С.

Пояс редкоостровной многолетней мерзлоты представлен в степных и полупустынных ландшафтах Тывинской котловины, на склонах окружающих их хребтов в интервале высот 600...1200 м. Среди талых пород в пониженных частях котловин встречаются редкие острова многолетнемерзлых пород и перелетки.

Пояс *сезонного промерзания пород* представлен в ландшафтах Южно-Минусинской котловины.

Характер ММП и сезонной мерзлоты в разных ландшафтно-геоморфологических условиях региона определяет развитие криогенных процессов. На плоских водораздельных поверхностях и склонах высокогорий мерзлотные процессы представлены нагорными террасами, курумами, криоструктурными и солифлюкционными образованиями [25–28]. В днищах межгорных котловин широко развиты морозобойные трещины, бугры пучения, наледи и термокарстовые просадки и наледеобразование.

В *гидрогеологическом* отношении территория трассы располагается в границах единой гидрогеологической Алтае-Саянской складчатой области, представляющей собой сложную систему гидрогеологических массивов (Восточно-Саянский, Западносаянский и Восточно-Тывинский) и межгорных бассейнов. В пределах последних выделены Южно-Минусинский, Усинский, Улуг-Хемский адартезианские бассейны с различной обводненностью, минерализацией [23, 24].

Гидрогеологические массивы, сложенные осадочными и метаморфическими породами докайнозойского возраста и интрузивными породами, содержат трещинно-поровые воды зоны трещиноватости скальных пород, трещинно-карстовые воды в районах развития карбонатных разностей и трещинно-жильные воды зон тектонических нарушений. Наиболее развиты по площади воды зоны приповерхностной трещиноватости, часто имеющей мощность не более 100 м. Трещинно-жильные воды, приуроченные к зонам тектонических нарушений, часто выходят на поверхность в виде восходящих родников.

Артезианские бассейны приурочены к межгорным впадинам, выполненным рыхлыми кайнозойскими отложениями, в меньшей мере формациями мезозоя. В долинах крупных рек водоносные горизонты мощностью 2...7 м приурочены к аллювиальным пескам и галечникам, глубина их залегания изменяется от 0,5...8 м на поймах до 5...12 м на низких террасах и до 15 м на средних и высоких террасах. Подземные воды озёрно-аллювиальных отложений приурочены к песчано-гравийно-галечниковым пачкам, залегающим на глубине 10...25 м. Часто они имеют спорадический характер, во многих случаях обводнены незначительно. Подземные воды аллювиально-пролювиальных образований, слагающих предгорные шлейфы и конусы выноса, встречаются на глубине 5...50 м. Водоносность пород крайне неравномерна, преобладают слабоводоносные породы [23, 24]. Важные особенности подземных вод региона изучены недостаточно и неравномерно.

Состав и физико-механические свойства изучены по 5965 пробам грунтов и 1027 образцам скальных пород, отобранных в результате бурения 2418 инженерно-геологических скважин в 2012–2017 гг. Характеристика состава и физико-механических свойств грунтов приведена в [29].

Методика выполнения работ

Определение пространственных закономерностей распространения геологических опасностей выполнено по технологии изучения и картографирования predisposedности территории к развитию экзогенных геологических процессов (ЭГП), описанной в работах [30–60]. Изучение восприимчивости осуществляется в следующей последовательности. Вначале выполняется подготовка тематических слоев, таких как: карта проявления ЭГП (инвентаризационная карта); количество выпадающих осадков; литология; геоморфология; гидрогеология; цифровая модель рельефа, с которой можно установить абсолютные отметки рельефа, угол склона, экспозиция и других факторов, обуславливающих возникновение ЭГП и интенсивность их развития. Поскольку значимость каждого фактора в зависимости от региональных геологических, морфометрических, климатических, техногенных условий в общей оценке разная, необходимо выполнять оценку веса каждого фактора. Такая оценка выполняется с помощью различных статистических и детерминированных подходов. В данной работе для определения веса каждого фактора использовался метод соотношения частотностей (frequency ratio, FR) и анализа иерархий (АНР).

Метод анализа иерархий (Analytic Hierarchy Process, АНР)

Метод анализа иерархий, предложенный Т.Л. Саати в 1970 г., является относительно простым и эффективным методом в определении веса факторов [50]. Преимущество метода заключается в том, что он позволяет количественно оценить критерии и варианты, которые затруднительно или вовсе невозможно измерить точными измерениями [41–44]. Решение проблемы методом АНР заключается в представлении проблемы в виде иерархической структуры, объединяющей цель выбора, критерии, альтернативы и другие факторы, влияющие на выбор решения.

Применение метода состоит из пяти основных действий:

1. Определение непосредственной задачи (проблемы) и критериев (факторов) оценки. Любую задачу можно подразделить на иерархию связанных подзадач (более мелких проблем). Установление критериев оценки носит субъективный характер.
2. Определение альтернатив, которые будут оцениваться. Под альтернативами понимаются характеристики или свойства оцениваемого в данном случае геологического процесса. Итогом этого шага является подготовка перечня альтернативных критериев, по которым необходимо провести оценку.
3. Парное сравнение критериев (факторов), выбранных для оценки. В процессе сравнения необходимо определить, во сколько раз альтернатива «1» оказывает большее влияние на развитие про-

цесса, чем альтернатива «2». Например, насколько геологическое строение склона важнее его экспозиции и т. д. При сравнении пары факторов остальные в этот момент в учет не принимаются.

4. Определение непосредственно веса критериев по шкале Т. Саати, согласно которой вес критериев выражается в числовом диапазоне от 1 до 10, где каждому значению присваивается словесная характеристика, например, «сильная значимость», «одинаковая значимость», «слабая значимость» и другие. Аналогично парное сравнение проводится внутри каждого фактора по классам.
5. Проверка согласованности сравнения критериев путем расчета индекса согласованности, значение которого не должно превышать 10 %.

Метод соотношения частотностей (frequency ratio, FR)

Метод соотношения частотностей (FR) относится к статистическим методам, применяемым при оценке подверженности территории склоновым процессам [45–47]. Метод FR основан на выявлении корреляционной связи между пространственным положением процесса и факторами, его обуславливающими (причинными факторами).

Метод реализуется путем создания моделей ГИС и цифровой базы данных. Математически метод соотношения частотностей осуществляется по формуле:

$$FR = \frac{N_i^p / N}{N_i^{lp} / N^l},$$

где N_i^p – площадь распространения границ действия оцениваемого фактора; N_i^{lp} – площадь распространения склоновых процессов в границах действия оцениваемого фактора; N – общая площадь исследований; N^l – площадь распространения склоновых процессов на всей площади исследования.

На первом этапе рассчитываются площади классов каждого фактора и их доли (%) от площади исследуемого района. Далее в пределах каждого класса определяются площади проявления ЭГП (в км² и %), а также отношение доли площади проявления ЭГП к доле площади самого класса (вес FR).

Результаты

Для оценки склоновых процессов, таких как обвалы, подвижные осыпи, лавины, солифлюкция, каменные глетчеры, курумы, сплывы, сели, была подготовлена серия тематических карт по каждому фактору, их обуславливающих (рисунок). Выбор факторов предопределен спецификой местности, а именно преобладанием в районе исследований высокогорной зоны. Общая площадь исследуемой территории составляет 89652,3 км². Исходными данными для картографических построений послужили: цифровая модель рельефа (ЦМР) – снимки SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), загруженные с сайта USGS Earthexplorer, и производные из нее карты: уклонов, кривизны поверхности и экспозиции склонов, построенные с помощью «ArcGIS Desktop»; геологические карты листов М-46, N-46, загруженных с сайта ВСЕГЕИ им. А.П. Карпинского [23, 24].

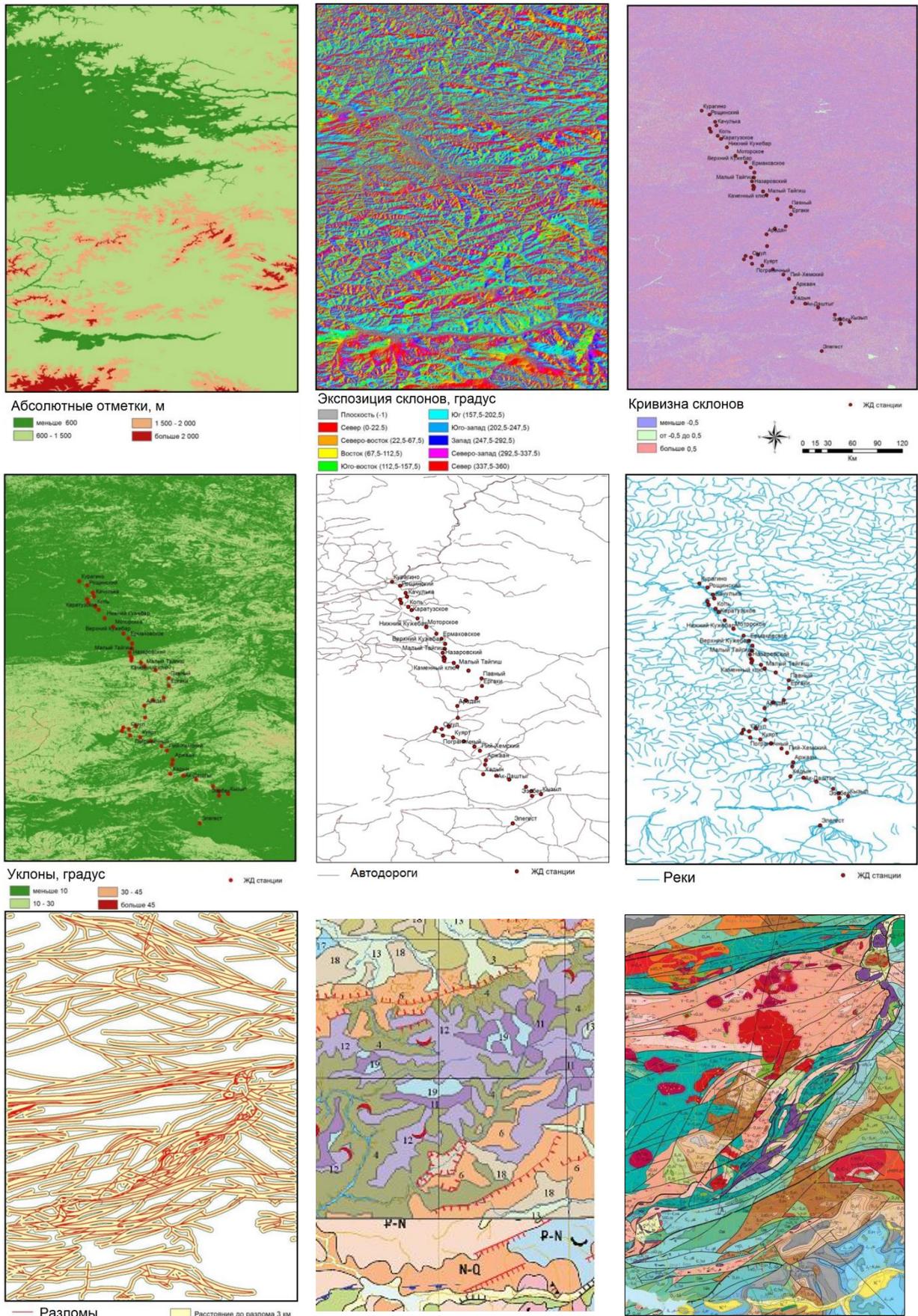


Рисунок. Исходные слои для оценки склоновых процессов
Figure. Data layers for the assessment of slope processes

Участки, подверженные развитию склоновых процессов, установлены по единым цифровым моделям комплектов листов М-46, N-46, и их общая площадь составляет 30833,8 км², или 40,1 % от общей площади.

В качестве причинных факторов в данной работе рассмотрены следующие группы факторов: 1) *геоморфологические*: углы уклонов, экспозиция и кривизна склонов, высотные отметки, геоморфологические зоны; 2) *геологические*: генетические типы и литологический состав грунтов; 3) *тектонические*: расстояние от тектонических разломов; 4) *гидрологические*: расстояние от рек; 5) *техногенное* освоение территории: расстояние от дорог.

Угол уклона является основным параметром, влияющим на устойчивость склона. С повышением уклона напряжение сдвига в грунте увеличивается. Следовательно, возникает большая вероятность развития склоновых процессов. В данной работе значения угла уклона разделены на 4 класса: более 45° (откосы), 45–30° (крутые склоны), 30–10° (умеренно крутые склоны), менее 10° (пологие склоны).

Экспозиция склонов определяет воздействие солнечной энергии на влажностный режим, тип растительности склона, деятельность ветров и другие.

Кривизна поверхности относится к причинным факторам в связи с тем, что влияет на состояние увлажненности почвенного покрова. Почвенный покров вогнутого склона содержит большее количество воды и удерживает ее дольше, чем почвенный покров выпуклого склона. Также на выпуклых склонах чаще встречаются выходы скальных грунтов. Положительные значения кривизны указывают на то, что поверхность является выпуклой, отрицательные значения – на вогнутую поверхность. Нулевое значение указывает, что поверхность плоская. Чем отрицательнее значение, тем выше вероятность возникновения оползней.

Высотные отметки оказывают влияние на устойчивость склона. Влияние высотных отметок проявляется через взаимосвязь с другими факторами. Район исследований разделен на 4 класса с высотами: до 600, 600–1500, 1500–2000 и более 2000 м.

Основные геоморфологические зоны. В различных геоморфологических условиях развиваются различные процессы. В данной работе выделены три основные геоморфологические зоны: 1) *дезинтеграции* с локальным ближним переносом и аккумуляцией – супеси с щебнем и дресвой; 2) *склонового транзита* и экзарационно-ниваальной деструкции, в т. ч. осыпания, десерпции, обрушения, солифлюкции, речной эрозии, абразии – глыбы, отломы, щебни, дресва, супеси, суглинки; 3) *площадной и линейной аккумуляции*, в т. ч. озерной, озерно-аллювиальной, аллювиальной и дельтавиальной, пролювиальной, ледниковой и водноледниковой – пески, алевриты, глины, галечники, илы, суглинки с дресвой, щебнем.

Генетические типы и литология грунтов являются наиболее важным фактором при оценке возникновения склоновых процессов в связи с различной реакцией грунтов к нагрузкам, влажностному режиму и другим воздействиям. В данной работе анализирова-

лись данные существующих геологических карт масштаба 1:1000000. Все образования разгруппированы на шесть классов: 1) *интрузивные образования* – диориты, плагиограниты, граниты, гранодиориты, габбро, анортозиты, габбро-анортозиты, габбронориты, дуниты, троктолиты; 2) *метаморфические породы* – аподуниты, апоперидотиты, апопироксениты, апогарцбургиты, аполерцолиты; 3) *терригенно-вулканогенные* – туффиты, туфопелиты, туфопесчаники, туфоалевролиты; 4) *офиолитовые образования* – андезиты, базальты, андезибазальты, трахиандезиты, трахиандезибазальты, риолиты, риодациты, трахириолиты, трахириодациты, дациты, игнимбриты, лейкограниты, гранодиориты, диориты, пегматиты; 5) *осадочные образования* – суглинки, пески, супеси, глины, галечники, известняки, алевролиты, конгломераты; 6) *обломочные* – туффы, гравелиты.

Расстояния от разломов. В зонах разломов часто наблюдаются крутые склоны, зоны сдвига ослабленных и трещиноватых пород. Для анализа вероятности развития склоновых процессов были выделены два класса с расстоянием от разломов до 3 км и более 3 км. В первой зоне влияние разрывных нарушений на возникновение склоновых процессов наибольшее.

Расстояние от рек входит в число ведущих факторов при развитии склоновых процессов. Устойчивость склонов нарушается за счет насыщения грунтов водой. Также водотоки оказывают разрушающее воздействие на склоны, размывая или насыщая основания берегов водой. В данной работе выделены шесть классов с расстояниями: до 50, 50–100, 100–150, 150–200, 200–250 и более 250 м.

Расстояние от дорог. Дороги являются результатом инженерной деятельности человека. При строительстве дорог нарушается устойчивость склонов, растительный покров, влажностный режим грунтов. Фактор «расстояние от дорог» разбит на шесть классов: до 50, 50–100, 100–150, 150–200, 200–250 и более 250 м. Данное ранжирование принято по публикациям [41–43].

Для определения «веса» каждого фактора использовались два вышеописанных метода (FR и АНР). Вес классов каждого фактора приведены в таблице.

Обсуждение результатов исследования

Для определения взаимосвязи природных и антропогенных факторов со склоновыми процессами было проанализировано 9 факторов с 43 классами внутри них.

По методу соотношения частотностей (FR) наиболее тесные связи установлены между местопроявленными склоновыми процессами и классами следующих факторов (в порядке убывания): уклоны поверхности более 45°, 45...30°, 10...30°; склоны северной экспозиции; поверхности с абсолютными отметками более 2000 м; геоморфологическая зона транзита; в геологическом отношении представленные метаморфическими породами и обломочными образованиями, с расстоянием до разломов менее 3 км. Вес вышеперечисленных факторов уменьшается от 2,12 до 1,11 (таблица). Статистический анализ пространственного расположения проявлений склоновых процессов до-

казывает, что другие параметры, такие как кривизна склонов (веса 0,98 и 1,03), склоны несевой экспозиции (веса 0,86...0,91), расстояние до рек (веса 0,85...0,86), расстояние до дорог (веса 0,57), также имеют значимую, но менее тесную связь с оползнями.

Минимальное проявление склоновых процессов наблюдается на территориях с уклонами менее 10°, с абсолютными отметками менее 600 м, представленными терригенно-вулканогенными образованиями, в геоморфологических зонах дезинтеграции и аккумуляции.

Таблица. Факторы развития склоновых процессов и их веса

Table. Slope processes causal factors and their weights

Слой данных Data layers	Классы Classes	Вес по АНР AHP-weights	Вес по FR FR-weights
Угол уклона, градус Slope angle, degree	>45	0,54	2,12
	45–30	0,23	1,75
	30–10	0,14	1,46
	<10	0,08	0,73
Кривизна поверхности Curvature	<-0,05 (вогнутые/concave)	0,10	0,98
	от -0,05 до 0,05 (плоские/flat)	0,26	0,43
	>0,05 (выпуклые/convex)	0,64	1,03
Экспозиция склонов, градус Slope aspect, degree	<0	0,01	0,61
	С (0–22,5; 337,5–360)	0,45	1,46
	СВ (22,5–67,5)	0,17	0,87
	В (67,5–112,5)	0,12	0,90
	ЮВ (112,5–157,5)	0,08	0,89
	Ю (157,5–202,2)	0,06	0,86
	ЮЗ (202,5–247,5)	0,05	0,88
	З (247,5–292,5)	0,03	0,90
Высотные отметки, м Elevation, m	<600	0,06	0,43
	600–1500	0,10	1,16
	1500–2000	0,27	1,25
	>2000	0,57	1,43
Расстояние от разломов, км Distance from faults, km	>3	0,68	0,82
	≤3	0,32	1,11
Расстояние от дорог, м Distance from roads, m	0–50	0,37	0,57
	50–100	0,27	0,57
	100–150	0,18	0,57
	150–200	0,10	0,57
	200–250	0,05	0,57
Расстояние от рек, м Distance from rivers, m	>250	0,03	1,01
	0–50	0,37	0,85
	50–100	0,27	0,85
	100–150	0,18	0,85
	150–200	0,10	0,86
Геоморфологические зоны Geomorphology	200–250	0,05	0,87
	>250	0,03	1,01
	Зона дезинтеграции/Disintegration zone	0,73	0,00
	Зона транзита/Transit area	0,17	1,37
Генетические типы, литология Genetic types, lithology	Зона аккумуляции/Accumulation zone	0,10	0,00
	Интрузивные образования/Intrusive rocks	0,38	0,95
	Метаморфические породы /Metamorphic rocks	0,26	1,33
	Терригенно-вулканогенные/Terrigenous-volcanogenic rocks	0,16	0,41
	Офиолитовые образования/Ophiolites	0,10	0,93
	Осадочные образования/Sedimentary rocks	0,07	0,88
Обломочные образования /Detrital formations	0,05	1,20	

По методу анализа иерархий (АНР) наибольшие веса имеют такие классы: территории с абсолютными отметками более 2000 м, углами наклона более 45°, склоны северной экспозиции (веса изменяются соответственно от 0,57 до 0,45). Меньший вес имеют такие классы, как «интрузивные образования», «расстояние до дорог менее 50 м» и «расстояние до рек менее 50 м» с весами 0,38 и 0,37 (таблица). Минимальные веса (0,03...0,06) имеют склоны южной и западной экспозиции и участки с расстояниями до рек и дорог более 250 м.

Выводы

1. Рассмотрение основных природных компонентов территории трассы: сейсмотектоники, литологии,

топографии, гидрологии, гидрогеологии и мерзлоты, показало, что в целом инженерно-геологические условия трассы являются достаточно сложными в связи с широким распространением геологических процессов.

2. В настоящем исследовании были применены статистический анализ и ГИС для определения связи природных и антропогенных параметров с активностью склоновых процессов в районе проектируемой железной дороги и их ранжирование. Значимость факторов оценена двумя методами: методом анализа иерархий и методом соотношения частотностей. Последний метод позволил оценить площадную пораженность территории склоновы-

ми процессами. Основными природными факторами, контролирующими активность склоновых процессов, являются: уклоны поверхности, абсолютные отметки поверхности, геологические факторы. Что касается антропогенных факторов, то статистический анализ показал, что имеется тесная связь гравитационных смещений склонов и дорог. Их частота и масштабы увеличиваются в непосредственной близости к дорогам.

3. Предлагаемая методология раскрывает относительно доступный и быстрый способ определения взаимосвязи природных и антропогенных параметров с активностью склоновых процессов в горной местности. В настоящее время топографические, геологические, гидрологические данные общедоступны, анализ данных средствами ГИС обладает высокой точностью. В региональных ис-

следованиях применяемая процедура может быть использована для локализации участков, подверженных склоновым процессам, для составления карт восприимчивости территории к их развитию и разработке мероприятий для снижения опасности от них для населения и окружающей среды.

4. При проектировании трассы следует учесть опыт строительства линии Абакан–Тайшет, а также китайских специалистов по подготовке и осуществлению строительства Цинхай–Тибетской железной дороги, самой высокогорной в мире, проходящей по территории с многолетнемерзлыми грунтами.

Исследование выполнено в Томском политехническом университете в рамках программы повышения конкурентоспособности Томского политехнического университета (средства ВИУ).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Andriamamonjisoa S.N., Hubert-Ferrari A. Combining geology, geomorphology and geotechnical data for a safer urban extension: application to the Antananarivo capital city (Madagascar) // *Journal of African Earth Sciences*. – 2019. – V. 151. – P. 417–437.
2. Baynes F.J., Fookes P.G., Kennedy J.F. The total engineering geology approach applied to railways in the Pilbara, Western Australia // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2005. – V. 64. – № 1. – P. 67–94.
3. The interplay of structural pathway and weathering intensity in forming mass-wasting processes in deeply weathered gneissic rocks (Sila Massif, Calabria, Italy) / D. Biondino, L. Borrelli, S. Critelli, F. Muto, G. Gullà // *Journal of Maps*. – 2018. – V. 14. – № 2. – P. 242–256.
4. Cheskidov V.V., Manevich A.I. Engineering and geological support for slope stability monitoring as a part of transport infrastructure construction projects // *Mining science and technology*. – 2016. – № 1. – P. 50–57.
5. Failache M.F., Zuquette L.V. Geological and geotechnical land zoning for potential Hortonian overland flow in a basin in southern Brazil // *Engineering Geology*. – 2018. – V. 246. – P. 107–122.
6. Engineering geological mapping of earthquake-induced landslides in South Lefkada Island, Greece: evaluation of the type and characteristics of the slope failures / N. Grendas, V. Marinos, G. Papanthassiou, A. Ganas, S. Valkaniotis // *Environmental Earth Sciences*. – 2018. – V. 77. – № 12. – P. 425. URL: <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7598-9> (дата обращения 16.06.2021).
7. Hassanpour J., Firouzei Y., Hajipour G. A regional-scale engineering geological study for selecting suitable rock masses for constructing unlined oil storage caverns in Southern Zagros, Iran // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2019. – V. 78. – № 1. – P. 267–280.
8. Hearn G.J. Geomorphology in engineering geological mapping and modelling // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2019. – V. 78. – № 2. – P. 723–742.
9. Landslide mapping from aerial photographs using change detection-based Markov random field / Z. Li, W. Shi, P. Lu, Q. Wang, Z. Miao // *Journal Remote Sensing of Environment*. – 2016. – V. 187. – P. 76–90.
10. Martínez-Graña A.M., Goy J.L., Zazo C. Engineering geology maps for planning and management of natural parks: «Las Batuecas-Sierra de Francia» and «Quilamas» (Central Spanish System, Salamanca, Spain) // *Geosciences*. – 2013. – V. 1. – P. 46–62.
11. The value of data – the Qatar geologic mapping project / C.L. Meehan, S. Kumar, M.A. Pando, A.G. Mouradian, A.F. Saleh // *Geotechnical Special Publication*. – 2019. – V. 3. – № 14. – P. 12–23.
12. Development of a 3D structural model of a mine by consolidating different data sources / M. Morales, K.K. Panthi, K. Botsialas, K.H. Holmøy // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2019. – V. 78. – № 1. – P. 35–53.
13. Privett K.D. The lines of evidence approach to challenges faced in engineering geological practice // *Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology*. – 2019. – V. 52. – № 2. – P. 141–172.
14. Ullah K.M., Mansourian A. Evaluation of land suitability for urban land-use planning: case study Dhaka city // *Transactions in GIS*. – 2016. – V. 20. – № 1. – P. 20–37.
15. Hazards posed by active major faults along the Golmud-Lhasa railway route, Tibetan Plateau, China / Z. Wu, P.J. Barosh, D. Hu, P. Ye, W. Jiang // *Engineering Geology*. – 2004. – V. 74. – № 3–4. – P. 163–182.
16. Yang J. Research on the new railway field geological survey system based on mobile GIS // *Journal of Railway Engineering Society*. – 2019. – V. 36. – № 2. – P. 15–20.
17. Youssef A.M. Landslide susceptibility delineation in the Ar-Rayth area, Jizan, Kingdom of Saudi Arabia, using analytical hierarchy process, frequency ratio, and logistic regression models // *Environmental Earth Sciences*. – 2015. – V. 73. – № 12. – P. 8499–8518.
18. Zuquette L.V., Failache M. Mapping groundwater pollution vulnerability with application in a basin in southern Brazil // *Environmental Earth Sciences*. – 2018. – V. 77. – № 19. – P. 689. URL: <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7862-z> (дата обращения 16.06.2021).
19. Ломтадзе В.Д. Словарь по инженерной геологии. – СПб: СПбГИ, 1999. – 360 с.
20. Трофимов В.Т., Красилова Н.С. Инженерно-геологические карты. – М.: КДУ, Добросвет, 2018. – 383 с.
21. Инженерная геология России. Том 3. Инженерно-геологические структуры России / В.Т. Трофимов, Т.И. Аверкина, Т.В. Андреева, С.Д. Балыкова, А.В. Бершов, Ю.К. Васильчук, Е.О. Головина, А.В. Ершова, Н.С. Красилова, М.Б. Куринов, В.М. Ладьгин, Ю.В. Фролова. – М.: КДУ, 2015. – 710 с.
22. Трофимов В.Т. Зональность инженерно-геологических условий континентов Земли. – М.: Изд-во МГУ, 2002. – 348 с.
23. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение) / под ред. Б.А. Блюман. Серия Алтае-Саянская. Лист М-46 – Кызыл. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2008. – 349 с.
24. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение) / под ред. Е.П. Миронюк. Серия Алтае-Саянская. Лист N-46 – Абакан. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2008. – 391 с.
25. Особенности проявления неблагоприятных природных процессов на территории республики Тыва / А.Д. Абалаков, А.И. Шеховцов, Г.И. Лысанова, Л.С. Новикова // *Успехи современного естествознания*. – 2016. – № 6. – С. 132–137. URL: <http://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35980> (дата обращения: 11.05.2021).
26. СП 14.13330.2018. Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – М.: ФГУП Стандартинформ, 2018. – 122 с.

27. СП 115.13330.2016. Геофизика опасных природных воздействий. – М.: ФГУП Стандартинформ, 2016. – 49 с.
28. Ефбарова Е.Н., Лагипов А.И. Уточнение корреляционных зависимостей между данными статического зондирования и деформационно-прочностными характеристиками грунтов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 82–89.
29. Строкова Л.А., Надеждина Ю.Ю. Типизация инженерно-геологических условий территории трассы проектируемой железной дороги Элегест–Кызыл–Курагино // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 64–77.
30. Строкова Л.А., Епифанова Е.А., Коржнева Т.Г. Численный анализ поведения основания опоры моста на старой железнодорожной линии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 5. – С. 125–139.
31. Епифанова Е.А., Строкова Л.А. Оценка деформаций исторического здания в Томске с помощью комплексного подхода, основанного на сочетании наземного лазерного сканирования и конечно-элементного моделирования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 5. – С. 27–41.
32. Епифанова Е.А., Строкова Л.А. Анализ деформаций прожекторной мачты при помощи наземного лазерного сканирования и метода конечных элементов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 5. – С. 7–17.
33. Опыт инженерно-геологического районирования по несущей способности грунтов промплощадки Эльгинского ГОК в Якутии / Л.А. Строкова, С.А. Дмитриева, Н.В. Осьмушкина, А.В. Осьмушкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 2. – С. 175–185.
34. Strokova L. Recognition of geological processes in permafrost conditions // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. – 2019. – V. 78. – № 8. – P. 5517–5530.
35. Фи Хонг Тхинь, Строкова Л.А. Типизация грунтовых толщ территории города Ханой (Вьетнам) при изучении оседания земной поверхности из-за извлечения подземных вод // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 4. – С. 6–17.
36. Строкова Л.А., Галева Э.И., Леонова А.В. Районирование инженерно-геокриологических условий трассы трубопровода на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 14–22.
37. Строкова Л.А., Ежова А.В., Леонова А.В. Применение линейного анализа для оценки карстоопасности при проектировании магистрального газопровода в южной Якутии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 117–126.
38. Оценка инженерно-геокриологических условий Берегового нефтегазоконденсатного месторождения / Л.А. Строкова, Д.В. Пургина, Э.И. Галева, А.Н. Курчатова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 6–19.
39. Strokova L. A. Numerical model of surface subsidence during subway tunneling. Soil Mechanics and Foundation Engineering. – 2009. – V. 46. – № 3. – P. 117–119.
40. Karst hazard assessment in the design of the main gas pipeline (South Yakutia) / L.A. Strokova, E.M. Dutova, A.V. Ermolaeva, I.N. Alimova, A.B. Strelnikova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science – 2015. – V. 27. – 012032. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012032> (дата обращения 10.06.2021).
41. Ghorbanzadeh O., Feizizadeh B., Blaschke T. An interval matrix method used to optimize the decision matrix in AHP technique for land subsidence susceptibility mapping // Environmental Earth Sciences. – 2018. – V. 77. – Article number 584 URL: <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7758-y> (дата обращения 16.06.2021).
42. Landslide susceptibility mapping for Austria using geons and optimization with the dempster-shafer theory / T. Gudiyangada Nachappa, S. Tavakkoli Pirailou, O. Ghorbanzadeh, H. Shahabi, T. Blaschke // Applied Sciences. – 2019. – V. 9. – № 24. – Article number 5393. URL: <https://doi.org/10.3390/app9245393> (дата обращения 16.06.2021).
43. Comparison and validation of per-pixel and object-based approaches for landslide susceptibility mapping / T. Gudiyangada Nachappa, S. Kienberger, S.R. Meena, D. Hölbling, T. Blaschke // Geomatics, Natural Hazards and Risk. – 2020. – V. 11. – № 1. – P. 572–600. URL: <https://doi.org/10.1080/19475705.2020.1736190> (дата обращения 16.06.2021).
44. Estimating the quality of landslide susceptibility models / F. Guzzetti, P. Reichenbach, F. Ardizzone, M. Cardinali, M. Galli // Geomorphology. – 2006. – V. 81. – P. 166–184. DOI: 10.1016/j.geomorph.2006.04.007
45. Ivanova E. Landslide susceptibility mapping using Frequency Ratio and Analytic Hierarchy Process (AHP): comparative study of two areas in Bulgaria // Proceedings of the International Conference Analysis and Management of Changing Risk for Natural Hazards. – Padua, Italy, 18–19 November, 2014. pp. AP23-1–AP23-9. URL: <https://www.researchgate.net/publication/318589814> (дата обращения 16.06.2021).
46. Rasyid A.R., Bhandary N.P., Yatabe R. Performance of frequency ratio and logistic regression model in creating GIS based landslides susceptibility map at Lompobattang Mountain, Indonesia // Geoenvironmental Disasters. – 2016. – V. 3. – Article number 19. URL: <https://doi.org/10.1186/s40677-016-0053-x> (дата обращения 16.06.2021).
47. Zhang Y.X., Lan H.X., Li L.P. Optimizing the frequency ratio method for landslide susceptibility assessment: a case study of the Caiyuan Basin in the southeast mountainous area of China // Journal of Mountain Science. – 2020. – V. 17. – Article number 2. URL: <https://doi.org/10.1007/s11629-019-5702-6> (дата обращения 16.06.2021).
48. Zhuang J., Peng J., Zhu X. Spatial distribution and susceptibility zoning of geohazards along the Silk Road, Xian-Lanzhou // Environmental Earth Sciences. – 2016. – V. 75. – Article number 711. URL: <https://doi.org/10.1007/s12665-016-5428-5> (дата обращения 16.06.2021).
49. Lee S., Thalib J.A. Probabilistic landslide susceptibility and factor effect analysis // Environmental Geology. – 2005. – V. 47. – P. 982–990. URL: <https://doi.org/10.1007/s00254-005-1228-z> (дата обращения 16.06.2021).
50. Саати Т.Л. Принятие решений. Метод анализа иерархий. – М.: Радио и связь, 1989. – 316 с.
51. Linden A. Measuring diagnostic and predictive accuracy in disease management: An introduction to receiver operating characteristic (ROC) analysis // Journal of Evaluation in Clinical Practice. – 2006. – V. 12. – P. 132–139. DOI: 10.1111/j.1365-2753.2005.00598.x
52. Assessment of freeze–thaw hazards and water features along the China–Russia crude oil pipeline in permafrost regions / M. Chai, G. Li, W. Ma, Y. Cao, G. Wu, Y. Mu, Q. Du // Remote Sensing. – 2020. – V. 12. – № 21. – С. 35–76.
53. Automatic detection of burial mounds (kurgans) in the Altai Mountains / F. Chen, R. Zhou, T. van de Voorde, X. Chen, J. Bourgeois, W. Gheyle, R. Goossens, J. Yang, W. Xu // Journal of Photogrammetry and Remote Sensing. – 2021. – V. 177. – P. 217–237.
54. Coseismic surface ruptures of the 2003 Chuya Earthquake (Gorny Altai): slip geometry and spatial patterns / E.M. Vysotsky, I.S. Novikov, O.V. Lunina, A.R. Agatova, R.K. Nepov // Russian Geology and Geophysics. – 2021. – V. 62. – № 3. – P. 278–290. DOI: <https://doi.org/10.2113/RGG20194133>
55. Franklin S.E. Interpretation and use of geomorphometry in remote sensing: a guide and review of integrated applications // International Journal of Remote Sensing. – 2020. – V. 41. – № 19. – P. 7700–7733.
56. Groundwater dynamics within a watershed in the discontinuous permafrost zone near Umiujaq (Nunavik, Canada) / J.M. Lemieux, R. Fortier, R. Murray, S. Dagenais, M. Cochand, H. Delottier, M. Parhizkar // Hydrogeology Journal. – 2020. – V. 1. – P. 1–19.
57. Massive ice control on permafrost coast erosion and sensitivity / M. Lim, D. Whalen, J. Martin, P.J. Mann, S. Hayes, P. Fraser // Geophysical Research Letters. – 2020. – V. 47. – e2020GL087917. URL: <https://doi.org/10.1029/2020GL087917> (дата обращения 16.06.2021).

58. Mapping thermokarst lakes and ponds across permafrost landscapes in the Headwater Area of Yellow River on northeastern Qinghai-Tibet Plateau / R.-D. Şerban, H. Jin, M. Şerban, D. Luo, Q. Wang, X. Jin, Q. Ma // International Journal of Remote Sensing. – 2020. – V. 41. – № 18. – P. 7042–7067. DOI: 10.1080/01431161.2020.1752954
59. Engineering risk analysis in cold regions: state of the art and perspectives / W. Yu, T. Zhang, Y. Lu, F. Han, Y. Zhou, D. Hu // Cold Regions Science and Technology. – 2020. – V. 171. – 102963.
60. A new approach to mapping permafrost and change incorporating uncertainties in ground condition and climate projections / Y. Zhang, I. Olthof, R.H. Fraser, S.A. Wolfe // The Cryosphere. – 2014. – V. 8. – № 6. – P. 2177–2194. URL: <https://doi.org/10.5194/tcd-8-1895-2014> (дата обращения 16.06.2021).

Поступила 08.07.2021 г.

Информация об авторах

Строкова Л.А., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Надеждина Ю.Ю., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 624.131

NATURAL AND ANTHROPOGENIC FACTORS RELATED TO ACTIVITY OF SLOPE PROCESSES ON THE TERRITORY OF THE PROJECTED RAILWAY ELEGEST–KYZYL–KURAGINO

Lyudmila A. Strokova¹,
sla@tpu.ru

Yulia Y. Nadezhdina¹,
levak.yuliya@mail.ru

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

The study is relevant due to the development of the project of the first railway in Tyva, which should link Tyva with the Krasnoyarsk territory. The route is planned in very difficult engineering-geological conditions. The article presents an assessment of the engineering and geological conditions of the route territory, which is necessary to support the decision-making process for the placement of structures.

This study aims to identify the influence of physical and anthropogenic factors in activity of slope processes on the territory such as landslides, mobile scree, avalanches, solifluction, stone glaciers, kurums, splashes, mudflows.

Object of the study is the geological environment of the area of the projected Kyzyl–Kuragino highway. We considered the main factors affecting the formation of slope processes such as lithology; topography; seismotectonic; geotechnic; hydrology-hydrogeology; permafrost and presence of roads. Each natural and anthropogenic factor is further divided into sub-categories.

Methods. We used statistical analysis of the frequency of slope processes and the method of hierarchy analysis along with a geographical information system to determine the relationship between natural and anthropogenic factors and the activity of slope processes.

The results. We analyzed 9 factors with 43 classes within them to determine the relationship of natural and anthropogenic factors with slope processes. We found that the most informative parameters are the slope of the surface, its elevation, slope aspect, genetic type and lithology of soils. The frequency of gravitational displacements increases on the northern slopes with a slope of more than 10°, with marks of more than 2000 m, composed of metamorphic rocks and detrital formations. The frequency and scale of landslides are increasing in the immediate vicinity of roads. Their maximum values are observed within the 50-meter buffer zone. The results of determining the weights by two methods showed high convergence of the results.

Summary. The results provide information on natural and anthropogenic factors characterizing slope processes in the study area. The applied methodology rapidly estimates areas prone to slope processes and it may be utilized for landslide hazard assessment mapping as well as for preparation of planning documentation and recommendations for engineering protection of the territory.

Key words:

Soils, slope processes, geographic information system, frequency ratio, analytical hierarchical process.

The research was carried out at Tomsk Polytechnic University within the Competitiveness Enhancement Program of Tomsk Polytechnic University (VIU funds).

REFERENCES

- Andriamamonjisoa S.N., Hubert-Ferrari A. Combining geology, geomorphology and geotechnical data for a safer urban extension: application to the Antananarivo capital city (Madagascar). *Journal of African Earth Sciences*, 2019, vol. 151, pp. 417–437.
- Baynes F.J., Fookes P.G., Kennedy J.F. The total engineering geology approach applied to railways in the Pilbara, Western Australia. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2005, vol. 64, no. 1, pp. 67–94.
- Biondino D., Borrelli L., Critelli S., Muto F., Gullà G. The interplay of structural pathway and weathering intensity in forming mass-wasting processes in deeply weathered gneissic rocks (Sila Massif, Calabria, Italy). *Journal of Maps*, 2018, vol. 14, no. 2, pp. 242–256.
- Cheskidov V.V., Manevich A.I. Engineering and geological support for slope stability monitoring as a part of transport infrastructure construction projects. *Mining science and technology*, 2016, no. 1, pp. 50–57.
- Failache M.F., Zuquette L.V. Geological and geotechnical land zoning for potential Hortonian overland flow in a basin in southern Brazil. *Engineering Geology*, 2018, vol. 246, pp. 107–122.
- Grendas N., Marinos V., Papanthassiou G., Ganas A., Valkaniotis S. Engineering geological mapping of earthquake-induced landslides in South Lefkada Island, Greece: evaluation of the type and characteristics of the slope failures. *Environmental Earth Sciences*, 2018, vol. 77, no. 12, p. 425. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7598-9> (accessed 16 June 2021).
- Hassanpour J., Firouzei Y., Hajipour G. A regional-scale engineering geological study for selecting suitable rock masses for constructing unlined oil storage caverns in Southern Zagros, Iran. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2019, vol. 78, no. 1, pp. 267–280.
- Hearn G.J. Geomorphology in engineering geological mapping and modelling. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2019, vol. 78, no. 2, pp. 723–742.
- Li Z., Shi W., Lu P., Wang Q., Miao Z. Landslide mapping from aerial photographs using change detection-based Markov random field. *Journal Remote Sensing of Environment*, 2016, vol. 187, pp. 76–90.
- Martínez-Graña A.M., Goy J.L., Zazo C. Engineering geology maps for planning and management of natural parks: «Las Batuecas-Sierra de Francia» and «Quilamas» (Central Spanish System, Salamanca, Spain). *Geosciences*, 2013, vol. 1, pp. 46–62.
- Meehan C.L., Kumar S., Pando M.A., Mouradian A.G., Saleh A.F. The value of data The Qatar geologic mapping project. *Geotechnical Special Publication*, 2019, vol. 3, no. 14, pp. 12–23.
- Morales M., Panthi K.K., Botsialas K., Holmøy K.H. Development of a 3D structural model of a mine by consolidating different data sources. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2019, vol. 78, no. 1, pp. 35–53.
- Privett K.D. The lines of evidence approach to challenges faced in engineering geological practice. *Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology*, 2019, vol. 52, no. 2, pp. 141–172.

14. Ullah K.M., Mansourian A. Evaluation of land suitability for urban land-use planning: Case study Dhaka city. *Transactions in GIS*, 2016, vol. 20, no. 1, pp. 20–37.
15. Wu Z., Barosh P.J., Hu D., Ye P., Jiang W. Hazards posed by active major faults along the Golmud-Lhasa railway route, Tibetan Plateau, China. *Engineering Geology*, 2004, vol. 74, no. 3–4, pp. 163–182.
16. Yang J. Research on the new railway field geological survey system based on mobile GIS. *Journal of Railway Engineering Society*, 2019, vol. 36, no. 2, pp. 15–20.
17. Youssef A.M. Landslide susceptibility delineation in the Ar-Rayth area, Jizan, Kingdom of Saudi Arabia, using analytical hierarchy process, frequency ratio, and logistic regression models. *Environmental Earth Sciences*, 2015, vol. 73, no. 12, pp. 8499–8518.
18. Zuquette L.V., Failache M. Mapping groundwater pollution vulnerability with application in a basin in southern Brazil. *Environmental Earth Sciences*, 2018, vol. 77, no. 19, p. 689. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7862-z> (accessed 16 June 2021).
19. Lomtadze V.D. *Slovar po inzhenernoy geologii* [Lexicon of engineering geology]. St-Petersburg, SPGI Publ., 1999. 360 p.
20. Trofimov V.T., Krasilova N.S. *Inzhenerno-geologicheskie karty* [Engineering-geological maps]. Moscow, KDU, Dobrosvet Publ., 2018. 383 p.
21. Trofimov V.T., Averkina T.I., Andreeva T.V., Balykova S.D., Bershov A.V., Vasilchuk Yu.K., Golovina E.O., Ershova A.V., Krasilova N.S., Kurinov M.B., Ladygin V.M., Frolova Yu.V. *Inzhenernaya geologiya Rossii. T. 3. Inzhenerno-geologicheskie struktury Rossii* [Engineering geology of Russia. Vol. 3. Engineering-geological structures of Russia]. Moscow, KDU Publ., 2015. 710 p.
22. Trofimov V.T. *Zonalnost inzhenerno-geologicheskikh usloviy kontinentov Zemli* [Zoning of engineering-geological conditions of the earth's continents]. Moscow, Moscow state University Publ., 2002. 348 p.
23. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000000 (trete pokolenie). Seriya Altai-Sayan. List M-46 – Kyzyl*. [The state geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000000 (third generation). Series Altai-Sayan Sheet M-46 – Kyzyl. Explanatory note]. Ed. by B.A. Blyuman. St-Petersburg, Map factory VSEGEI Publ., 2008. 349 p.
24. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000000 (trete pokolenie). Seriya Altai-Sayan List N-46 – Abakan*. [The state geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000000 (third generation). Series Altai-Sayan Sheet N-46 – Abakan. Explanatory note]. Ed. by Mironyuk E.P. St-Petersburg, Map factory VSEGEI Publ., 2008. 391 p.
25. Abalakov A.D., Shekhovtsov A.I., Lysanova G.I., Novikova L.S. Osobnosti proyavleniya neblagopriyatnykh prirodnykh processov na territorii respubliky Tyva [Peculiarities of manifestation of hazardous natural processes on the territory of the Republic of Tuva]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, 2016, no. 6, pp. 132–137. Available at: <http://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35980> (accessed 11 May 2021).
26. SP 14.13330.2018. *Stroitelstvo v seismicheskikh rayonakh. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP II-7-81** [Set of rules 14.13330.2018. Seismic building design code]. Moscow, StandardInform Publ., 2018. 122 p.
27. SP 115.13330.2016. *Geofizika opasnykh prirodnykh vozdeystviy* [Set of rules 115.13330.2016. Geophysics of natural hazards]. Moscow, StandardInform Publ., 2016. 49 p.
28. Yabbarova E.N., Latypov A.I. Clarification of correlation dependences between the parameters of cone penetration test and strength and deformation characteristics of soils. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 82–89. In Rus.
29. Strokova L.A., Nadezhkina Yu.Yu. Typification of engineering and geological conditions of the territory of the route of the projected railway Elegest–Kyzyl–Kuragino. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no 2, pp. 64–77. In Rus.
30. Strokova L.A., Epifanova E.A., Korzhneva T.G. Numerical analysis of bridge foundation behaviour on the old railway line. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 5, pp. 125–139. In Rus.
31. Epifanova E.A., Strokova L.A. Evaluation of deformation of a historic building in Tomsk by an integrated approach based on terrestrial laser scanner and finite element modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 5, pp. 27–41. In Rus.
32. Epifanova E.A., Strokova L.A. Numerical analysis of deformations of the lighting mast by ground laser scanning and finite elements method. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 5, pp. 7–17. In Rus.
33. Strokova L. Recognition of geological processes in permafrost conditions. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2019, vol. 78, no. 8, pp. 5517–5530.
34. Strokova L.A., Dmitrieva S.A., Osmushkina N.V., Osmushkin A.V. Experience of engineering-geological zoning on bearing capacity of soils of the industrial site of Elga coal-preparation plant in Yakutia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 2, pp. 175–185. In Rus.
35. Phi H.T., Strokova L.A. Classification of soil types for Hanoi (Vietnam) when studying land subsidence at groundwater extraction. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 4, pp. 6–17. In Rus.
36. Strokova L.A., Galeeva E.I., Leonova A.V. Zoning of engineering-geocryological conditions of the pipelines on Vostochno-Messoyakhskoe field oil and gas condensate field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 14–22. In Rus.
37. Strokova L.A., Ezhkova A.V., Leonova A.V. The application of lineament analysis to assess the karst hazard in the design of the main gas pipeline in South Yakutia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 11, pp. 117–126. In Rus.
38. Strokova L.A., Purgina D.V., Galeeva E.I., Kurchatova A.N. Evaluation of engineering-geocryological conditions of the Beregovoye oil and gas condensate field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 12, pp. 6–19. In Rus.
39. Strokova L. A. Numerical model of surface subsidence during subway tunneling. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 2009, vol. 46, no. 3, p. 117–119
40. Strokova L.A., Dutova E.M., Ermolaeva A.V., Alimova I.N., Strelnikova A.B. Karst hazard assessment in the design of the main gas pipeline (South Yakutia). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 27, article number 012032. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012032> (accessed 10 June 2021).
41. Ghorbanzadeh O., Feizizadeh B., Blaschke T. An interval matrix method used to optimize the decision matrix in AHP technique for land subsidence susceptibility mapping. *Environmental Earth Sciences*, 2018, vol. 77. Article number 584. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7758-y> (accessed 16 June 2021).
42. Gudiyangada Nachappa T., Tavakkoli Piralilou S., Ghorbanzadeh O., Shahabi H., Blaschke T. Landslide susceptibility mapping for Austria using geons and optimization with the Dempster–Shafer theory. *Applied Sciences*, 2019, vol. 9 (24), article number 5393. Available at: <https://doi.org/10.3390/app9245393> (accessed 16 June 2021).
43. Gudiyangada Nachappa T., Kienberger S., Meena S.R., Hölbling D., Blaschke T. Comparison and validation of per-pixel and object-based approaches for landslide susceptibility mapping. *Geomatics, Natural Hazards and Risk*, 2020, vol. 11, no. 1, pp. 572–600. Available at: <https://doi.org/10.1080/19475705.2020.1736190> (accessed 16 June 2021).
44. Guzzetti F., Reichenbach P., Ardizzone F., Cardinali M., Galli M. Estimating the quality of landslide susceptibility models. *Geomorphology*, 2006, vol. 81, pp. 166–184. DOI: 10.1016/j.geomorph.2006.04.007
45. Ivanova E. Landslide susceptibility mapping using Frequency Ratio and Analytic Hierarchy Process (AHP): comparative study of two areas in Bulgaria. *Proceedings of the International Conference Analysis and Management of Changing Risk for Natural Hazards*. Padua, Italy, 18–19 November, 2014. pp. AP23–1–

- AP23-9. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/318589814> (accessed 16 June 2021).
46. Rasyid A.R., Bhandary N.P., Yatabe R. Performance of frequency ratio and logistic regression model in creating GIS based landslides susceptibility map at Lompobattang Mountain, Indonesia. *Geoenvironmental Disasters*, 2016, vol. 3, article number 19. Available at: <https://doi.org/10.1186/s40677-016-0053-x> (accessed 16 June 2021).
 47. Zhang Y.X., Lan H.X., Li L.P. Optimizing the frequency ratio method for landslide susceptibility assessment: A case study of the Caiyuan Basin in the southeast mountainous area of China. *Journal of Mountain Science*, 2020, vol. 17, article number 2. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11629-019-5702-6> (accessed 16 June 2021).
 48. Zhuang J., Peng J., Zhu X. Spatial distribution and susceptibility zoning of geohazards along the Silk Road, Xian-Lanzhou. *Environmental Earth Sciences*, 2016, vol. 75, Article number 711. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12665-016-5428-5> (accessed 16 June 2021).
 49. Lee S., Thalib J. A. Probabilistic landslide susceptibility and factor effect analysis. *Environmental Geology*, 2005, vol. 47, pp. 982–990. Available at: <https://doi.org/10.1007/s00254-005-1228-z> (accessed 16 June 2021).
 50. Saaty T.L. *The Analytic Hierarchy Process: planning, priority setting, resource allocation*. New York, NY, McGraw-Hill, 1980. 361 p.
 51. Linden A. Measuring diagnostic and predictive accuracy in disease management: An introduction to receiver operating characteristic (ROC) analysis. *Journal of Evaluation in Clinical Practice*, 2006, vol. 12, pp. 132–139. DOI: 10.1111/j.1365-2753.2005.00598.x
 52. Chai M., Li G., Ma W., Cao Y., Wu G., Mu Y., Du Q. Assessment of freeze–thaw hazards and water features along the China–Russia crude oil pipeline in permafrost regions. *Remote Sensing*, 2020, vol. 12, no. 21, pp. 35–76.
 53. Chen F., Zhou R., Van de Voorde T., Chen X., Bourgeois J., Gheyle W., Goossens R., Yang J., Xu W. Automatic detection of burial mounds (kurgans) in the Altai Mountains. *Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, 2021, vol. 177, pp. 217–237.
 54. Vysotsky E.M., Novikov I.S., Lunina O.V., Agatova A.R., Nepop R.K. Coseismic surface ruptures of the 2003 Chuya Earthquake (Gorny Altai): slip geometry and spatial patterns. *Russian Geology and Geophysics*, 2021, vol. 62, no. 3, pp. 278–290. DOI: <https://doi.org/10.2113/RGG20194133>
 55. Franklin S.E. Interpretation and use of geomorphometry in remote sensing: a guide and review of integrated applications. *International Journal of Remote Sensing*, 2020, vol. 41, no. 19, pp. 7700–7733.
 56. Lemieux J.M., Fortier R., Murray R., Dagenais S., Cochand M., Delottier H., Parhizkar M. Groundwater dynamics within a watershed in the discontinuous permafrost zone near Umiujaq (Nunavik, Canada). *Hydrogeology Journal*, 2020, vol. 1, pp. 1–19.
 57. Lim M., Whalen D., Martin J., Mann P.J., Hayes S., Fraser P. Massive ice control on permafrost coast erosion and sensitivity. *Geophysical Research Letters*, 2020, vol. 47, e2020GL087917. Available at: <https://doi.org/10.1029/2020GL087917> (accessed 16 June 2021).
 58. Şerban R.-D., Jin H., Şerban M., Luo D., Wang Q., Jin X., Ma Q. Mapping thermokarst lakes and ponds across permafrost landscapes in the Headwater Area of Yellow River on northeastern Qinghai-Tibet Plateau. *International Journal of Remote Sensing*, 2020, vol. 41, no. 18, pp. 7042–7067. DOI: 10.1080/01431161.2020.1752954
 59. Yu W., Zhang T., Lu Y., Han F., Zhou Y., Hu D. Engineering risk analysis in cold regions: State of the art and perspectives. *Cold Regions Science and Technology*, 2020, vol. 171, no. 102963.
 60. Zhang Y., Olthof I., Fraser R.H., Wolfe S.A. A new approach to mapping permafrost and change incorporating uncertainties in ground condition and climate projections. *The Cryosphere*, 2014, vol. 8, no. 6, pp. 2177–2194. Available at: <https://doi.org/10.5194/tcd-8-1895-2014> (accessed 16 June 2021).

Received: 8 July 2021.

Information about the authors

Lyudmila A. Strokova, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Yulia Y. Nadezhdina, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 621.831.1:539.4

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЯЖЕЛО НАГРУЖЕННОЙ ЦИКЛОИДАЛЬНОЙ ПЕРЕДАЧИ СО СВОБОДНОЙ ОБОЙМОЙ ИЗ УСЛОВИЯ КОНТАКТНОЙ ПРОЧНОСТИ

Ефременков Егор Алексеевич^{1,2},
ephrea@mail.ru

Ефременкова Светлана Константиновна¹,
efremenkova@tpu.ru

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

² Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 40.

Актуальность исследования обусловлена потребностью в проектировании тяжело нагруженных механизмов для горнодобывающей промышленности, например проходческих комбайнов, транспортеров и др., а также отсутствием методик для предварительного определения геометрических параметров таких механизмов на основе циклоидальной передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой из условия контактной прочности. Разработка такой методики позволяет применять в приводах проходческих и транспортных механизмов компактные и энергосберегающие передачи с обоснованной надежностью и долговечностью.

Цель: определение зависимости одного из основных геометрических параметров передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой из условия контактной прочности, а также разработка графических материалов для выбора кинематического коэффициента передачи, входящего в итоговую зависимость.

Объекты: циклоидальные профили колес передачи в местах контакта с промежуточными телами качения, а также основные геометрические параметры колес необходимые для их проектирования.

Методы: аналитические методы теории зубчатых зацеплений и напряженно-деформационного состояния детали.

Результаты. Представлены основные формулы для определения геометрического параметра передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой из условия контактной прочности, получены выражение для определения минимально допустимого значения геометрического параметра передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой, представлена гистограмма определения кинематического коэффициента передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой по заданному коэффициенту смещения и числу тел качения. Полученные результаты будут способствовать проектированию надежных компактных энергоэффективных механизмов для тяжелых условий работы, что особенно востребовано в горнодобывающей и нефтегазовой промышленности.

Ключевые слова:

Тяжелонагруженный механизм, горнодобывающее оборудование, циклоидальная передача, промежуточные тела качения, условие контактной прочности, циклоидальный профиль, кинематический коэффициент, свободная обойма.

Введение

В современных машинах и механизмах все более востребованы передачи с промежуточными телами качения (ПТК). Они уже применяются в нефтегазовой отрасли, в механизмах тепловых электростанций, транспортных системах [1], горнодобывающей промышленности [2]. В частности, передачи с ПТК используются в приводах перемешивателей бурового раствора, горно-шахтных комбайнов и других тяжело нагруженных механизмах, которые работают длительное время без обслуживания.

К высоконагруженным машинам предъявляются высокие требования по надежности, энергоэффективности, уравновешенности [3, 4]. Для высоконагруженных машин, таких как горнопроходческие и горнодобывающие, наиболее важным параметром является высокая нагрузочная способность передач, входящих в их состав, и способность воспринимать значительные перегрузки, сохраняя при этом работоспособность. Обеспечить горной машине такие характеристики позволяет передача с промежуточными телами качения и свободной обоймой (ПТКСО).

Передача с ПТКСО (рис. 1) обладает комплексом высоких технических характеристик: компактностью, высокой точностью зацепления, способностью передавать большие крутящие моменты, неприхотливостью в обслуживании, пониженным трением скольжения в зацеплении и, как следствие, высоким КПД. Обеспечить передаче высокую перегрузочную способность позволяет многопарность зацепления.

При проектировании механических передач, в том числе и для горных машин, определяющим показателем прочности является площадь поперечного сечения несущих деталей передачи. А размеры сечения определяются исходя из условия контактной прочности и влияют на размеры самой передачи и наоборот. В передаче с ПТКСО определяющим нагрузочную способность показателем является контактное напряжение несущих поверхностей взаимодействующих деталей. Проектируя тяжело нагруженный механизм, важно понимать на начальном этапе его ориентировочные размеры с целью соблюдения требуемого габарита и корректировки исходных расчетных параметров. Поэтому определение геометрической характеристики передачи с ПТКСО из условия контактной

прочности является актуальным для проектирования высоконагруженных механизмов для горных работ при проведении инженерных расчетов.

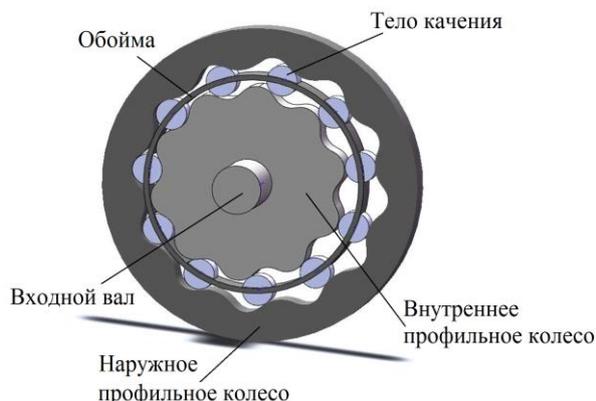


Рис. 1. Схема передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой

Fig. 1. Scheme of transmission with intermediate rolling bodies and free cage

Анализ контактных напряжений в зацеплении передачи и определение радиуса центров из условия контактной прочности

Передачи с промежуточными телами качения изучаются достаточно давно [1, 5–7], но до сих пор их применение ограничено. Одной из причин является отсутствие обоснования выбора размеров передачи исходя из условия контактной прочности. Исследованием передач с ПТК, циклоидального зацепления и расчетом их силовых характеристик вообще и контактных напряжений в частности занимаются ученые в России, Белоруссии, Китае и других странах [5–17], но выражения для определения геометрических параметров передачи с ПТКСО, исходя из условия контактной прочности, представлено не было. Поэтому целью работы является получение выражения для определения геометрической характеристики передачи с ПТКСО, такой как радиус положения центров тел качения, через исходные параметры. Получив на ранних стадиях проектирования значение радиуса положения центров тел качения, уже можно наглядно представить примерные габаритные размеры всего механизма. В то время как значение любого из исходных параметров передачи не дает такого представления. Исходными параметрами для расчета передачи с ПТКСО являются [5]: r_2 – радиус производящей окружности, Z_2 – число тел качения, χ – коэффициент смещения и r_b – радиус тела качения.

Условие контактной прочности записывается как [18]:

$$(\sigma_H)_p \leq [\sigma_H],$$

где $(\sigma_H)_p$ – расчетное контактное напряжение; $[\sigma_H]$ – допустимое напряжение на контактную прочность.

Из формулы Герца [19, 20] для двух контактирующих цилиндров можно получить формулу для определения контактных напряжений на i -м теле качения передачи с ПТКСО [5]:

$$(\sigma_H)_i = \sqrt{\frac{F_i (\rho_{2i} \pm \rho_{1i})}{\pi l_b \rho_{1i} \rho_{2i} \left(\frac{1-\mu_1^2}{E_1} + \frac{1-\mu_2^2}{E_2} \right)}}, \quad (1)$$

где F_i – нормальная сила к поверхности контакта колеса с i -м телом качения; ρ_{1i} , ρ_{2i} – радиусы кривизны в точке контакта контактирующих тел – профиля колеса и тела качения соответственно; μ_1 , μ_2 – коэффициенты Пуассона для материалов колеса и тела качения соответственно; E_1 , E_2 – модули упругости для первого и второго контактирующих тел; l_b – длина тела качения.

Знак «+» используется для выпукло-выпуклого контакта, а знак «-» – для выпукло-вогнутого.

Для определения нормальной силы рассмотрим схему распределения усилий в зацеплении передачи с ПТКСО (рис. 2).

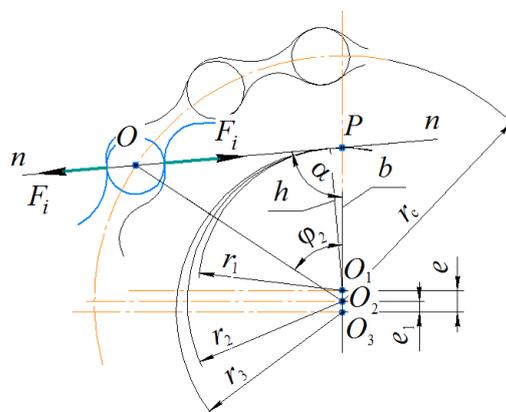


Рис. 2. Расчетная схема определения усилий в зацеплении передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой

Fig. 2. Calculation scheme for determining forces in engagement of transmission with intermediate rolling bodies and free cage

На рис. 2 обозначено: P – полюс зацепления; O_1 , O_2 , O_3 – центры кулачка, обоймы с телами качения и венца соответственно; r_1 , r_2 , r_3 – радиусы центроид кулачка, обоймы и венца соответственно; r_c – радиус центров тел качения; ϕ_2 – угол поворота обоймы с телами качения; e_1 – эксцентриситет зацепления; e – полюс эксцентриситет передачи; F_i – усилие в зацеплении венца/кулачка и i -го тела качения; h – кратчайшее расстояние от центра венца/кулачка до линии действия i -го усилия в зацеплении.

Крутящий момент на внутреннем циклоидальном колесе передачи с ПТКСО определяется как

$$T_k = \sum F_i h_i.$$

Известно [21], что максимальная сила F_{max} будет, когда угол $\alpha=90^\circ$ (рис. 2), тогда

$$F_{max} = \frac{T_k b}{\sum h_i^2}$$

и

$$\frac{F_i}{h_i} = \frac{F_{max}}{b} \rightarrow F_i = \frac{F_{max} h_i}{b}.$$

Так, выражение через крутящий момент нормальной силы в контакте с i -м телом качения запишем в виде

$$F_i = \frac{T_k b}{\sum h_i^2} \frac{h_i}{b} = \frac{T_k h_i}{\sum h_i^2}. \quad (2)$$

Если принять, что колеса с циклоидальным профилем и тела качения изготавливают из одного материала, как это в основном бывает, то условие контактной прочности с учетом выражений (1) и (2) запишем в виде:

$$(\sigma_H)_{\max} = \sqrt{\frac{T_k h_i E (\rho_{2i} \pm \rho_{1i})}{2\pi l_b \rho_{1i} \rho_{2i} (1 - \mu^2) \sum h_i^2}} \leq [\sigma_H]. \quad (3)$$

Радиусы кривизны через исходные параметры передачи с ПТКСО определены в работе [22]. Так, радиус кривизны циклоидального профиля внутреннего колеса передачи выражается как

$$\rho_1 = r_2 \sqrt{1 + \chi^2 - 2\chi \cos \varphi} - r_b - \frac{Z_2 r_2 i_{21} \sqrt{1 + \chi^2 - 2\chi \cos \varphi}}{Z_1 \cos \varphi + \frac{\chi^2 \sin^2 \varphi}{(1 - \chi \cos \varphi)} + Z_2 (1 - \chi \cos \varphi)}, \quad (4)$$

где i_{21} – передаточное отношение от тел качения к внутреннему колесу передачи, и определяется из выражения:

$$i_{21} = 1 - \frac{1}{Z_2}.$$

Для краткости записи обозначим

$$a = \sqrt{1 + \chi^2 - 2\chi \cos \varphi}.$$

Тогда выражение для суммы и произведения радиусов кривизны внутреннего циклоидального колеса передачи с ПТКСО и тела качения через исходные параметры после преобразований выражения (4) можно представить следующим образом:

$$\rho_2 + \rho_1 = r_2 a \times \left[1 - \frac{Z_2 i_{21}}{\chi Z_1 \cos \varphi + \frac{\chi^2 \sin^2 \varphi}{(1 - \chi \cos \varphi)} + Z_2 (1 - \chi \cos \varphi)} \right]; \quad (5)$$

$$\rho_2 \rho_1 = r_b r_2 a \times \left[1 - \frac{r_b}{r_2 a} - \frac{Z_2 i_{21}}{\chi Z_1 \cos \varphi + \frac{\chi^2 \sin^2 \varphi}{(1 - \chi \cos \varphi)} + Z_2 (1 - \chi \cos \varphi)} \right]. \quad (6)$$

Обозначим здесь

$$k = \left[1 - \frac{Z_2 i_{21}}{\chi Z_1 \cos \varphi + \frac{\chi^2 \sin^2 \varphi}{(1 - \chi \cos \varphi)} + Z_2 (1 - \chi \cos \varphi)} \right], \quad (7)$$

тогда выражения (5) и (6) примут вид

$$\rho_2 + \rho_1 = k r_2 a;$$

$$\rho_2 \rho_1 = r_b r_2 a \left(k - \frac{r_b}{r_2 a} \right).$$

Отношение суммы радиусов кривизны к их произведению запишем в виде

$$\frac{\rho_2 + \rho_1}{\rho_2 \rho_1} = \frac{k}{r_b \left(k - \frac{r_b}{r_2 a} \right)}. \quad (8)$$

Выражение расстояния h (3) через исходные параметры запишется так:

$$h_i = \frac{i_{21} r_2 \chi \sin \varphi}{\sqrt{1 + \chi^2 - 2\chi \cos \varphi}}.$$

Тогда отношение расстояния до i -й нормали к сумме квадратов всех расстояний окончательно запишется следующей формулой:

$$\frac{h_i}{\sum h_i^2} = \frac{\sin \varphi}{ar_2 \chi i_{21} \sum \left(\frac{\sin \varphi}{a} \right)^2}. \quad (9)$$

Подставив выражения (8) и (9) в (2) получим:

$$(\sigma_H)_i = \sqrt{\frac{T_k E k \sin \varphi}{2\pi l_b (1 - \mu^2) r_b \left(k - \frac{r_b}{r_2 a} \right) ar_2 \chi i_{21} \sum \left(\frac{\sin \varphi}{a} \right)^2}}. \quad (10)$$

В выражении (10) произведение $r_2 \chi$ определяет радиус положения центров тел качения r_c , который является одним из геометрических показателей передачи с ПТКСО, определяющих ее габаритные размеры. Полагаем, что колеса передачи и тела качения изготавливаются из стали. Тогда вынесем из-под корня постоянные величины и запишем условие контактной прочности для передачи с ПТКСО как:

$$(\sigma_H)_{\max} = 191,65 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{T_k k \sin \varphi}{l_b r_b a r_c i_{21} \left(k - \frac{r_b}{r_2 a} \right) \sum \left(\frac{\sin \varphi}{a} \right)^2}} \leq [\sigma_H]. \quad (11)$$

Из условия контактной прочности (11) выразим радиус положения центров тел качения r_c через допустимое контактное напряжение

$$r_c > \frac{36,73 \cdot 10^9 T_k k \sin \varphi}{l_b r_b a i_{21} [\sigma_H]^2 \left(k - \frac{r_b}{r_2 a} \right) \sum \left(\frac{\sin \varphi}{a} \right)^2}. \quad (12)$$

В передаче с ПТКСО максимальное контактное напряжение возникает при расположении тел качения на угле $\varphi \approx 70^\circ$. Так, принимая, что в любой передаче с ПТКСО максимальное контактное напряжение будет определяться при $\varphi = 70^\circ$, все последующие вычисления будем производить используя это значение угла φ .

Тогда используя выражение (7) определяем значение коэффициента k при указанном угле φ для различных значений Z_2 (числа тел качения) и коэффициента χ . Подставляя в выражение (7) Z_2 в диапазоне от 8 до 40 с шагом 1 и значения χ из рекомендованного диапазона [5] с шагом 0,01, получим гистограмму

(рис. 3) определения коэффициента k в зависимости от изменения коэффициента смещения χ для различного числа тел качения.

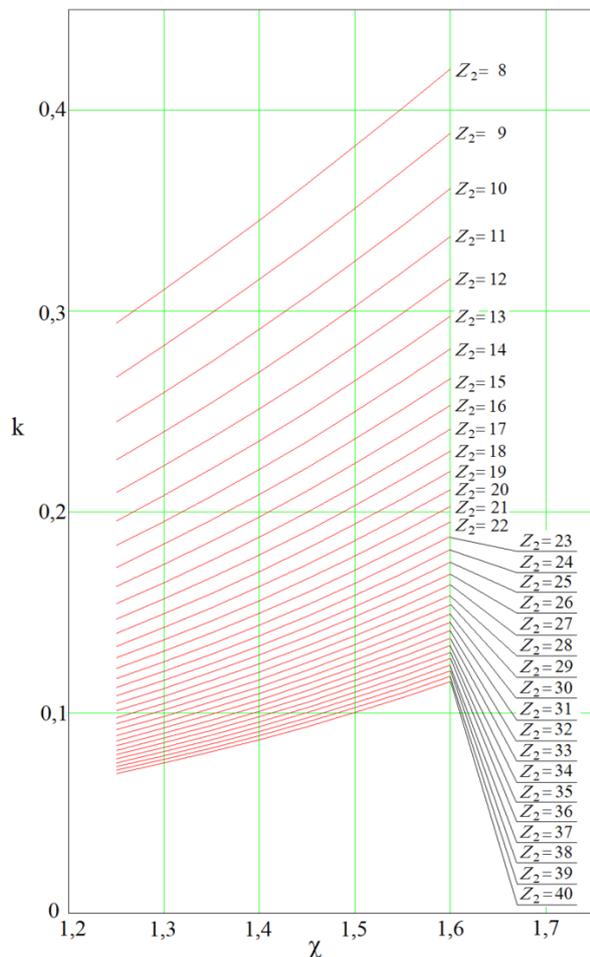


Рис. 3. Гистограмма определения коэффициента k в зависимости от χ и числа тел качения Z_2

Fig. 3. Histogram for determination of coefficient k depending on χ and number of rolling bodies Z_2

Так, найдя из гистограммы (рис. 3) значение коэффициента k , из выражения (12) определяем радиус окружности центров тел качения r_c и принимаем окончательное его значение, удовлетворяющее условию контактной прочности. Далее уточняем радиус центроиды r_2 передачи с ПТКСО на основании полученного радиуса r_c и выбранного коэффициента χ из следующего выражения:

$$r_c = r_2 \chi. \quad (13)$$

Уточнив исходные параметры, повторно определяем угол возникновения максимального контактного напряжения в зацеплении из графика (рис. 4). На графике рис. 4 приведена кривая, соответствующая диапазону чисел тел качения, выбираемых для тяжело нагруженных передач с ПТКСО.

Из графика (рис. 4) уточняется угол φ , пересчитываются коэффициенты и проверяются расчетные напряжения по условию контактной прочности.

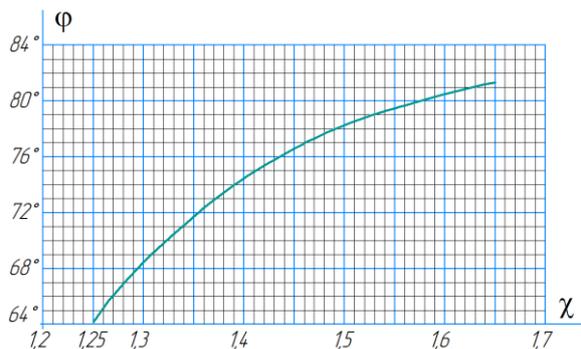


Рис. 4. Изменение угла возникновения максимального контактного напряжения в зависимости от χ

Fig. 4. Change of maximum contact stress occurrence angle depending on χ

Таким образом, определяется приемлемый по условию контактной прочности геометрический параметр передачи с ПТКСО и уточняются исходные параметры циклоидального зацепления, которые можно использовать для дальнейшего проектирования тяжело нагруженных механизмов.

Пример расчета

Произведем расчет радиуса положения центров тел качения исходя из следующих исходных параметров передачи с ПТКСО: $r_2=30$ мм; $Z_2=25$; $\chi=1,4$; $r_b=3,5$ мм. Пусть крутящий момент на внутреннем колесе $T_k=250$ Нм и длина роликов $l_b=7$ мм, а допустимое контактное напряжение для стали ШХ15 [σ_H]=3000 МПа.

По исходным данным для коэффициента χ и числа тел качения Z_2 согласно гистограмме (рис. 3) определяем значение коэффициента $k=0,13$. Используя выражения (8), (9) и (12), получим следующее минимально допустимое значение радиуса положения центров тел качения:

$$r_c > 0,025 \text{ м.}$$

Зная, что радиус r_c связан с радиусом r_2 через коэффициент смещения χ [5], можно уточнить радиус центроиды r_2 , из выражения (13) определяем

$$r_c = r_2 \chi > 0,025,$$

$$r_2 > \frac{0,025}{\chi},$$

тогда

$$r_2 > 0,018 \text{ м.}$$

Следовательно, предварительно выбранные исходные параметры, и в частности радиус центроиды r_2 , удовлетворяют условию контактной прочности.

С другой стороны, с учетом уточнения угла φ (рис. 4) можно определить максимальный момент, который может обеспечить передача с выбранными параметрами. Так, подставляя в выражение (12) различные значения крутящего момента с шагом 50 Нм, определим, что при $T_k=400$ Нм геометрические параметры r_c и r_2 , полученные из выражений (12) и (13), приблизятся к выбранным предварительно значениям этих параметров. Следовательно, передача, спроектиро-

ванная по выбранным исходным данным (начало примера), сможет обеспечить передачу крутящего момента до 400 Нм.

Заключение

Построена гистограмма определения кинематического коэффициента передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой по коэффициенту смещения в зависимости от числа тел качения для предварительного определения геометрических параметров передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой; получено выражение (12), позволяющее определить минимально допустимое значение геометрического параметра r_c для передачи с

промежуточными телами качения и свободной обоймой из условия контактной прочности. По этому параметру в дальнейшем можно скорректировать исходные параметры передачи с учетом прочности. Полученное выражение является основным для расчета на прочность передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой и механизмов на ее основе и может быть использовано в предварительных инженерных расчетах передачи с промежуточными телами качения и свободной обоймой.

Исследования выполнены при поддержке по программе развития Национального исследовательского Томского политехнического университета.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Панкратов Э.Н. Проектирование механических систем автоматизированных комплексов для механообрабатывающего производства. Практикум лидера-проектировщика. – Томск: ТГУ, 1998. – 296 с.
2. Анализ возможности применения редукторного привода в трансмиссии геохода / В.В. Аксенов, А.Б. Ефременков, М.Ю. Блашук, Я.Г. Рыльцева // Вестник науки Сибири. – 2012. – № 1 (2). – С. 372–378. URL: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/16025/1/279.pdf> (дата обращения 07.06.2021).
3. Томилин А.К., Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р. Автобалансировка высокоскоростной двухсекционной газовой центрифуги для обогащения урана // Обогащение руд научно-технический и производственный журнал. – 2019. – № 6. – С. 49–54.
4. Ivkina O.P., Ziyakaev G.R., Pashkov E.N. Mathematic study of the rotor motion with a pendulum selfbalancing device // Journal of Physics: Conference Series – 2016. – № 744. – 8 p.
5. Ефременков Е.А. Разработка методов и средств повышения эффективности передач с промежуточными телами качения: дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 2002. – 126 с.
6. Lustenkov M.E. Experimental estimation of efficiency and kinematic accuracy of a spherical roller transmission // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – № 1118. – 6 p.
7. Prudnikov A.P. Thermal analysis of transmission with intermediate rolling bodies // AER-Advances in Engineering Research (AviaENT 2018). – 2018. – V. 158. – P. 338–342.
8. Lustenkov M.E., Moiseenko A.N. Analysis of contact strength of spherical roller transmission with double-row pinion // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – № 1118. – 6 p.
9. An I-Kan, P'in A.S., Lazurkevich A.V. Load analysis of the planetary gear train with intermediate rollers. Part 2 // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2016. № 124. – 6 p.
10. Exposing static indeterminacy of dimensioned gear with packing rolling element / O.P. Ivkina, A. I-Kan, A.V. Cheremnov, E.N. Pashkov // 7th International Forum on Strategic Technology, Conference: Strategic Technology (IFOST2012). – Tomsk, 2012. – 6357717.
11. Lustenkov M.E. Planetary ball transmissions: strength calculations // Russian Engineering Research. – 2010. – V. 30. – № 9. – P. 862–866.
12. Lustenkov M.E., Lustenkova E.S. Load capacity of spherical roller transmission with double-row pinion // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – № 795. – 6 p.
13. Li Xin Xu. A dynamic model to predict the number of pins to transmit load in a cycloidal reducer with assembling clearance // Proc IMechE Part C: J Mechanical Engineering Science. – 2018. – V. 233 (12). – P. 4247–4269.
14. Hsieh C.F. Dynamics analysis of cycloidal speed reducers with pinwheel and nonpinwheel designs // Journal of Mechanical Design. – 2014. – V. 136. – № 9. – 11 p.
15. A semi-analytical load distribution model for cycloid drives with tooth profile and longitudinal modifications / Ting Zhang, Xuan Li, Yawen Wang, Lining Sun // Applied Sciences. – 2020. – № 10. – 19 p.
16. Transmission performance analysis of RV reducers influenced by profile modification and load / H. Wang, Z.Y. Shi, B. Yu, H. Xu // Applied Sciences. – 2019. – № 9. – 19 p.
17. Meshing contact analysis of cycloidal-pin gear in RV reducer considering the influence of manufacturing error / T. Li, M. Tian, H. Xu, X. Deng, J. Su // Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering. – 2020. – № 42. – P. 1–14.
18. Леликов О.П. Основы расчета и проектирования деталей и узлов машин. 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 2021. – 464 с.
19. Яковлев А.Ф., Лобастов В.К. Определение контактной податливости высших пар зацеплений планетарных циклоидальных редукторов и гидромоторов // Вестник машиностроения. – 1996. – № 9. – С. 3–7.
20. Тюняев А.В., Звездаков В.П., Вагнер В.А. Детали машин. 2-е изд., испр. и доп. – СПб.: Лань, 2021. – 736 с.
21. Ефременков Е.А. Определение усилий в передаче с промежуточными телами качения и свободной обоймой // Автоматизация и прогрессивные технологии в атомной отрасли: Сборник трудов VI межотраслевой научно-технической конференции. – Новоуральск, 2009. – Т. I. – С. 123–126.
22. Ефременков Е.А., Ан И-Кан. Определение радиусов кривизны циклоидальных профилей с использованием метода Эйлера-Савари // Вестник машиностроения. – 2010. – № 10. – С. 47–50.

Поступила 10.11.2021 г.

Информация об авторах

Ефременков Е.А., кандидат технических наук, доцент отделения машиностроения Инженерной школы новых производственных технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета; доцент кафедры управления инновациями Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники.

Ефременкова С.К., старший преподаватель отделения машиностроения Инженерной школы новых производственных технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 621.831.1:539.4

DESIGN OF HEAVILY LOADED CYCLOIDAL TRANSMISSION WITH FREE CAGE BASED ON CONTACT STRENGTH

Egor A. Efremenkov^{1,2},
ephrea@mail.ru

Svetlana K. Efremenkova¹,
efremenkova@tpu.ru

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

² Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics,
40, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to design heavily loaded mechanisms for mining industry and by the lack of methods for preliminary determination of geometric parameters of cycloidal transmission with intermediate rolling bodies and free cage loading links based on contact strength condition. The technique makes it possible to use compact and energy-saving transmissions with reasonable reliability and durability in drives of mining and transport mechanisms.

The main aim of the research is to identify the dependence of one of the main geometric parameters for transmission with intermediate rolling bodies and a free cage from the contact strength condition, as well as to develop graphic materials for choosing the transmission kinematic coefficient included in the final dependence.

Objects of the research are the cycloidal profiles of the transmission gears at the points of contact with intermediate rolling bodies, as well as the main geometric parameters of the gears necessary for their design.

Methods: analytical methods of the gear engagement theory and stress-strain state of the part.

Results. The authors have given basic equations for determining the geometric parameter of transmission with intermediate rolling bodies and a free cage from the condition of contact strength; an expression was obtained for determining the minimum permissible value of the geometric parameter of transmission with intermediate rolling bodies and a free cage. The paper introduces the histogram for determining the kinematic coefficient of the transmission from a given displacement coefficient and the number of rolling bodies. The results will contribute to the design of reliable, compact, energy-efficient mechanisms for difficult working conditions, which is especially in demand in the mining and oil and gas industries.

Key words:

Heavily loaded mechanism, mining equipment, cycloidal transmission, intermediate rolling bodies, contact strength condition, cycloidal profile, kinematic coefficient, free cage.

The research was supported by the program of development of National Research Tomsk Polytechnic University.

REFERENCES

- Pankratov E.N. *Proektirovanie mekhanicheskikh sistem avtomatizirovannykh kompleksov dlya mekhanoobrabatyvaushchego proizvodstva* [Designing of mechanical systems of the automated complexes for mechano-machining manufacturing. A practical work of the leader-designer]. Tomsk, Tomsk State University Press, 1998. 296 p.
- Aksenov V.V., Efremenkov A.B., Blaschuk M.Yu., Ryltseva Ya.G. Analysis of the possibility of using the reducing drive in the transmission of geohod. *Siberian Journal of Science*, 2012, no. 1 (2), pp. 372–378. In Rus. URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/16025> (accessed 07 June 2021).
- Tomilin A.K., Pashkov E.N., Ziyakaev G.R. Self-balancing of high-rate two-section gas centrifuge for uranium processing. *Obogashchenie Rud*, 2019, no. 6, pp. 49–54. In Rus.
- Ivkina O.P., Ziyakaev G.R., Pashkov E.N. Mathematic study of the rotor motion with a pendulum selfbalancing device. *Journal of Physics: Conference Series*, 2016, vol. 744, 8 p.
- Efremenkov E.A. *Razrabotka metodov i sredstv povysheniya effektivnosti peredach s promezhutochnymi telami kacheniya*. Dis. Kand. nauk [Development of methods and means of increase of effectiveness of transmissions with intermediate rolling bodies. Cand. Diss.]. Tomsk, 2002. 126 p.
- Lustenkov M.E. Experimental estimation of efficiency and kinematic accuracy of a spherical roller transmission. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 1118, 6 p.
- Prudnikov A.P. Thermal analysis of transmission with intermediate rolling bodies. *AER-Advances in Engineering Research (AviaENT 2018)*, 2018, vol. 158, pp. 338–342.
- Lustenkov M.E., Moiseenko A.N. Analysis of contact strength of spherical roller transmission with double-row pinion. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 2021, vol. 1118, 6 p.
- An I-Kan, Il'in A.S., Lazurkevich A.V. Load analysis of the planetary gear train with intermediate rollers. Part 2. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 2016, vol. 124, 6 p.
- Ivkina O.P., I-Kan A., Cheremnov A.V., Pashkov E.N. Exposing static indeterminacy of dimensioned gear with packing rolling element. *7th International Forum on Strategic Technology, Conference: Strategic Technology (IFOST2012)*. Tomsk, 2012. 6357717.
- Lustenkov M.E. Planetary ball transmissions: strength calculations. *Russian Engineering Research*, 2010, vol. 30, no. 9, pp. 862–866.
- Lustenkov M.E., Lustenkova E.S. Load capacity of spherical roller transmission with double-row pinion. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 2019, vol. 795, 6 p.
- Li Xin Xu. A dynamic model to predict the number of pins to transmit load in a cycloidal reducer with assembling clearance. *Proc IMechE Part C: J Mechanical Engineering Science*, 2018, vol. 233 (12), pp. 4247–4269.
- Hsieh C.F. Dynamics analysis of cycloidal speed reducers with pinwheel and nonpinwheel designs. *Journal of Mechanical Design*, 2014, vol. 136, no. 9, 11 p.

15. Ting Zhang, Xuan Li, Yawen Wang, Lining Sun. A semi-analytical load distribution model for cycloid drives with tooth profile and longitudinal modifications. *Applied Sciences*, 2020, vol. 10, 19 p.
16. Wang H., Shi Z.Y., Yu B., Xu H. Transmission performance analysis of RV reducers influenced by profile modification and load. *Applied Sciences*, 2019, vol. 9, 19 p.
17. Li T., Tian M., Xu H., Deng X., Su J. Meshing contact analysis of cycloidal-pin gear in RV reducer considering the influence of manufacturing error. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 2020, vol. 42, pp. 1–14.
18. Lelikov O.P. *Osnovy rascheta i proektirovaniya detaley i uzlov mashin* [Basis of calculation and design of machine parts and assemblies]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 2021. 464 p.
19. Yakovlev A.F., Lobastov V.K. Opredelenie kontaktnoy podatlivosti vycshikh par zatseplenykh planetarnykh tsykloidalnykh reduktorov i gidromotorov [Determination of higher pairs contact compliance of engagements for planetary cycloid reduces and hydraulic motors]. *Vestnik mashinostroeniya*, 1996, no. 9, pp. 3–7.
20. Tunyaev A.V., Zvezdakov V.P., Vagner V.A. *Detali mashin* [Machine parts]. St-Petersburg, Lan Publ., 2021. 736 p.
21. Efremenkov E.A. Opredelenie usiliy v peredache s promezhutochnymi telami kacheniya i svobodnoy oboymoy [The forces determination in transmission with intermediate rolling bodies and free cage]. *VI mezhotraslevaya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya. Avtomatizatsiya i progressivnye tekhnologii v atomnoy otrasli* [VI intersectoral scientific and technical conference. Automation and progressive technologies in the nuclear industry]. Novouralsk, Novouralsk State Technological Institute Publ., 2009. Vol. I, pp. 123–126.
22. Efremenkov E.A., An I-Kan. Euler–Savari determination of radii of curvature of cycloid profiles. *Russian Engineering Research*, 2010, vol. 30, no. 10, pp. 1001–1004.

Received: 10 November 2021.

Information about the authors

Egor A. Efremenkov, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University; associate professor, Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics.

Svetlana K. Efremenkova, senior lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.245.72

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ДИАМЕТРА УСТЬЕВОГО ШТУЦЕРА

Азеев Александр Александрович¹,
3-a@li.ru

Квеско Наталья Геннадьевна¹,
kveskong@gmail.com

Подоляко Дмитрий Сергеевич²,
podolyakodimas@mail.ru

¹ Сибирский федеральный университет,
Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6.

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Неэффективное управление системой добычи углеводородов приводит к возрастанию потерь пластовой энергии во всех элементах этой системы из-за образования песчаных и гидратных пробок, ограничения скоростей перекачиваемого потока и к другим осложнениям. Существующая система добычи требует очень точной настройки диаметра штуцера с применением средств автоматизации. На большинстве месторождений России скважины не оборудованы полноценными средствами телемеханики, что существенно ограничивает возможности их управления и контроля.

Цель: разработка методики определения оптимального диаметра штуцера для автоматического управления потоком рабочего агента на основе теоретических исследований системы «пласт–скважина–штуцер».

Методы: сравнительный анализ, системный подход, математическое моделирование.

Результаты. Проводились исследования математической модели процесса многофазной фильтрации через штуцер и в результате были получены зависимости коэффициента истечения от диаметра штуцера, дебита жидкости, давления до штуцера и обводненности жидкости. Кроме того, были построены регулировочные кривые, описывающие влияние диаметра штуцера на дебит жидкости, давление до штуцера и обводненность жидкости. Установлено, что диаметр штуцера может выступать в качестве ключевого параметра, в наибольшей степени влияющего на возможность управления скважинной системой под контролем компьютерной программы. При этом коэффициент истечения может быть использован в работе компьютерной программы в качестве основной целевой функции, обеспечивающей выполнение условий вывода работы скважины на нормальный режим. Предложена методика управления скважинной системой, включающей математическую модель процесса многофазной фильтрации через штуцер и алгоритм работы программы управления, которая обеспечивает повышение оперативности и точности регулировки диаметра дросселирующего устройства в широком временном диапазоне работы скважины и связанных с этим изменений фильтрационных характеристик пласта и нарушений в скважинном оборудовании. Использование разрабатываемой системы управления скважиной позволит оптимизировать ее производительность за счет штуцерования в автоматическом режиме, самонастройки под износ и самоочистки штуцера от парафиновых и гидратных пробок, а также снижения вероятности замерзания и выноса механических примесей. При работе предлагаемой системы управления скважиной дросселирование перекачиваемого флюида должно оптимизировать депрессию на пласт, повышать период фонтанирования и уменьшать негативное влияние газового фактора.

Ключевые слова:

Штуцер, скважина, пласт, методика оптимизации, автоматизация.

Введение

На нефтегазовых месторождениях крайнего севера существуют проблемы, связанные с необходимостью разработки мероприятий, направленных на снижение обводненности, концентрации механических примесей и контроль газонасыщенности в скважинной продукции, а также увеличение производительности добываемых объектов месторождения. Решение этих проблем может быть связано с устранением несовершенства имеющейся системы управления добычей углеводородов.

Неэффективное управление системой добычи приводит к возрастанию потерь пластовой энергии во всех элементах этой системы из-за образования песчаных и гидратных пробок, ограничения скоростей перекачиваемого потока и к другим осложнениям. При добыче нефти для регулировки расхода жидко-

сти, перекачиваемой через устьевую фонтанную арматуру нефтегазовой скважины, используют штуцерные устройства. Резкое сужение диаметра проходного сечения штуцерного устройства может привести к повышению его гидравлического сопротивления, образованию парафиновых и гидратных пробок в нем и, как следствие, к чрезмерному повышению давления на забое. Это может привести к аварии. Резкое расширение диаметра проходного сечения штуцерного устройства приводит к внутрипластовому разгазированию нефти и снижению фазовой проницаемости скважины. Существующая система добычи требует очень точной настройки диаметра штуцера с применением средств автоматизации. На большинстве месторождений РФ скважины не оборудованы полноценными средствами телемеханики, что существенно ограничивает возможности их управления и контроля.

Для решения указанных проблем в качестве объекта исследования рассматривается процесс управления скважинной системой. При этом *цель исследования связана с разработкой методики выбора оптимального диаметра штуцера для управления потоком перекачиваемого флюида на основе теоретических исследований системы «пласт–скважина–штуцер».*

Выявление зависимостей между основными факторами исследуемого процесса

При определении оптимального технологического режима работы скважины необходимо руководствоваться следующими одним или двумя критериями (далее КОТР): неизменная депрессия на пласт; постоянное давление на забое; неизменные величины дебита и скорости восходящего потока; постоянное давление на устье. При обосновании КОТР в первую очередь определяется целевой фактор или группа факторов для уточнения режима работы скважин.

В пределах скважинной системы, состоящей из трех основных элементов – пласт, скважина, штуцер, можно выделить некую структурную взаимосвязь ее основных факторов в виде схемы, показанной на рис. 1. Для поиска и обоснования значений перечисленных выше факторов системы «пласт–скважина–штуцер» целесообразно использовать два основных источника информации: во-первых, это, результаты измерений, которые были проведены в связи с обоснованием работы скважин для стационарных режимов фильтрации; во-вторых, результаты теоретиче-

ских исследований на основе методик, которые включают процессы, существующие в условиях разрушения и деформации пласта, возникновения пробки, перетоков подошвенной воды, коррозии и т. д.

На схеме (рис. 1) диаметр штуцера расположен в центре как ключевой параметр, в наибольшей степени влияющий на возможность управления скважинной системой. При предварительном прогнозировании работы скважины очень трудно подобрать оптимальный диаметр штуцера. Как правило, это связано, например, с тем, что в результате изменения фильтрационно-емкостных свойств из-за разрушения пласта или из-за увеличения площади сечения потока через штуцер в ходе эрозии от воздействия песка и других осложнений все исходные проектные расчеты становятся неточными. Кроме того, в длинных штуцерах сложно правильно учесть эффекты, обусловленные трением. В настоящее время процедура корректировки диаметра штуцера на нефтегазовых месторождениях ведется в большей степени в ручном режиме и в силу ряда причин с запозданием в условиях ограниченной информации, не позволяющей достоверно и точно назвать оптимальное значение этого диаметра. Таким образом, целесообразно применение более оперативной и точной регулировки диаметра штуцера в течение длительного периода времени с учетом изменений – фильтрационных характеристик пласта, нарушений в скважинном оборудовании и самой скважине.

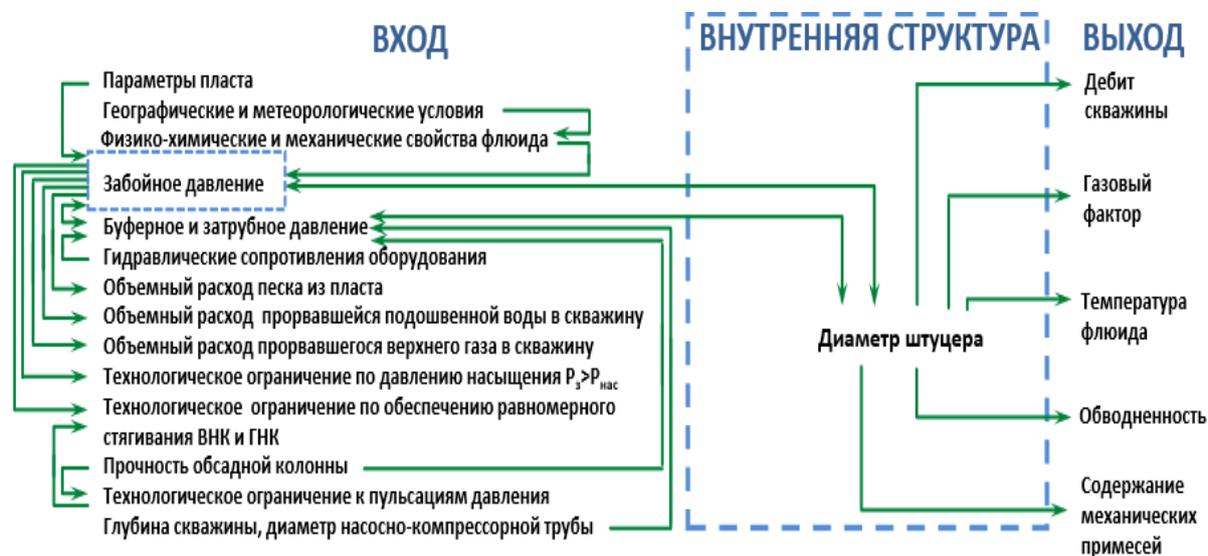


Рис. 1. Схема взаимосвязи основных факторов системы «пласт–скважина–штуцер»

Fig. 1. Diagram of the relationship of the main factors of the «formation–well–nozzle» system

При управлении работой скважины наряду с соблюдением постоянства критерия КОТР важно также контролировать соблюдение следующих условий: максимизировать дебит скважины до значения, не превышающего допустимое; минимизировать содержание механических примесей, обводненность продукции и газовый фактор; исключить рост забойного давления выше допустимого.

Разработка математической модели

В основе разработки системы штуцерного управления скважиной целесообразно использовать известные зависимости и математические модели многофазной фильтрации через дроссель. В рамках большинства исследований течений многофазных сред через элементы трубопровода, изменяющие сечения потока, пользуются такими понятиями, как

«критическое» или «звуковое» течение [1]. Например, поверхностные штуцера, как правило, работают в условиях докритического течения и расхода. Сжимаемый многофазный поток в отверстии штуцера может достичь скорости, равной скорости звука. Следовательно, если при течении достигается скорость звука в зоне дросселирования, то теряется зависимость свойства потока от условий, существующих в скважине до штуцера. Соблюдается условие критического течения. Если максимальная скорость потока в зоне дросселирования ниже скорости звука, то такой поток называется докритическим.

Изучение экспериментальных и промысловых данных подтверждает тот факт, что очень сложно получить точный прогноз дебита докритического потока при течении, в частности, через штуцер. Известно [1], что чем меньше разница давлений до и после штуцера, т. е. чем больше диаметр штуцера, тем выше дебит. Когда разница давлений достигает критического значения, расход флюида через штуцер становится постоянным.

При моделировании работы скважинной системы, управляемой штуцером, необходимо учитывать условия перехода критического в докритическое течение, коэффициент критического давления и скорость звука потока.

При расчете скорости многофазного потока по методу Фортунати [2], в качестве допущения, смесь рассматривается как однородная среда при скоростях, не превышающих 10 м/с, с использованием следующей формулы (1)

$$v_{m2} = v_{m2} F \left(\sqrt{\frac{p_2}{p_2 F}} \right)^\eta, \quad (1)$$

где $v_{m2} F$ – реальная скорость смеси до штуцера, м/с; p_2 – давление до штуцера, кПа, в экспериментах Фортунати принималось равным 1,37 бар; F – коэффициент сопротивления; η определяется по формуле (2)

$$\eta = (1 - \lambda_{g2}^3)^{0,38}, \quad (2)$$

где λ_{g2} – объемная доля газа после штуцера без учета эффекта проскальзывания, м³/м³.

Полученное значение скорости необходимо сравнить с данными диаграммы Фортунати [1]. В случае если скорость потока относится к докритической, решение ведется по методике, представленной ниже. В противном случае расчет оптимального диаметра штуцера и других параметров системы необходимо вести с использованием методов Гилберта [3] и Омана [4].

Теоретические зависимости, приведенные далее, разработаны при допущении, что одновременная фильтрация жидкости и газа происходит ниже условий критического расхода (докритический). Изменения в любом дебите или давлении до штуцера не будет, пока не достигнуты границы критической/докритической фильтрации ($P_{\text{после штуцера}} \approx 0,5-0,55 P_{\text{до штуцера}}$). На большинстве нефтяных месторождений наиболее популярными являются зависимости, которые также разработаны для многофазной фильтрации через

штуцер: зависимость Гилберта [5], Поэтмана и Бэка [6] и Эшфорда [7]. В настоящей работе более подробно рассматривается модель Эшфорда [8].

Ф. Эшфорд разработал модель многофазной фильтрации через штуцер, используя теорию политропного движения. Окончательная форма этого уравнения следующая:

$$q_0 = \frac{1,53 \alpha d^2 P_u}{(B_0 + WOR)^{1/2}} \times \frac{[(T_u Z_u (R - R_s) + 151 P_u)]^{1/2}}{T_u Z_u (R - R_s) + 111 P_u} \times \frac{[G_0 + 0,000217 G_g R_s + (WOR) G_w]^{1/2}}{G_0 + 0,000217 G_g R + (WOR) G_w}, \quad (3)$$

где q_0 – дебит по нефти, м³/ч, в расчетах планируется варьировать в пределах от 0,003 до 0,06 м³/ч; α – коэффициент расхода через штуцер; d – диаметр штуцера, м, в расчетах планируется варьировать в пределах от 0,003 до 0,025 м; P_u – давление до штуцера, Па; B_0 – объемный коэффициент нефти, м³/м³, в расчетах принимается равным 1; WOR – водонефтяное соотношение или водонефтяной фактор, измеряется в долях целого, при $WOR=1$ обводненность составляет 50 %; R – продуктивное газонефтяное соотношение при стандартных условиях, ст. м³/ст. м³; R_s – растворенное газонефтяное соотношение при штуцерных условиях, ст. м³/ст. м³; T_u – температура до штуцера, °С, в расчетах принимается равной 20 °С; Z_u – коэффициент сжимаемости газа, определенный для условий до штуцера, в расчетах принимается равным 1; G_g – плотность газа, в расчетах принимается равной 0,886 кг/м³; G_0 – плотность нефти, в расчетах принимается равной 0,821 кг/м³; G_w – плотность пластовой воды, в расчетах принимается равной 1160 кг/м³. В последующих расчетах забойное давление принимается равным 20×10^6 Па.

Границы корректности изменения перечисленных выше параметров выбраны с учетом работы [9]. Значения для проведения расчетов найдены в ходе анализа и усреднения промысловых данных по нескольким скважинам одного из месторождений Западной Сибири.

Коэффициент сжимаемости газа Z_u можно определить по формуле (4) для приближенных расчетов [10], при условии изменения приведенных среднекритических значений давления $p_{пр}$ от 0 до 3 и температуры $T_{пр}$ от 1,3 до 1,9:

$$Z_u = 1 - 10^{-2} (0,76 T_{пр}^3 - 9,36 T_{пр} + 13) \cdot (8 - p_{пр}) p_{пр}. \quad (4)$$

Выражая приведенные среднекритические значения $T_{пр}$ и $p_{пр}$ через среднюю относительную плотность газа, получится следующее выражение (5) для определения Z_u :

$$Z_u = 1 - 10^{-2} \left[0,76 \left(\frac{T_{раб}}{171,5 \rho_{г.от} + 97} \right)^3 - \right. \\ \left. - 9,36 \left(\frac{T_{раб}}{171,5 \rho_{г.от} + 97} \right) + 13 \right] \times \\ \times \left[8 - \left(\frac{P_{раб}}{(4,94 - 0,46 \rho_{г.от}) 10^6 + 97} \right) \right] \left(\frac{P_{раб}}{(4,94 - 0,46 \rho_{г.от}) 10^6} \right), \quad (5)$$

где $T_{\text{раб}}$ и $p_{\text{раб}}$ – соответственно рабочие давление и температура в Па и К.

Объемный коэффициент и плотность нефти определяются по номограмме Стэндинга [11], кроме того, объемный коэффициент B_0 можно рассчитать по формуле (6):

$$B_0 = 1 + \lambda_0 G_0 + \alpha_n (t_{\text{пл}} - 20) - \beta_n P_{\text{пл}}, \quad (6)$$

где G_0 – газонасыщенность пластовой нефти, м³/м³ (объем газа соответствует стандартным условиям); β_n – коэффициент сжимаемости дегазированной нефти, 1/МПа; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; $t_{\text{пл}}$ – пластовая температура, °С; λ_0 – эмпирический коэффициент, вычисляемый по формуле (7):

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \rho_r + 5,2(1 - 1,5 \cdot 10^{-3} G_0) \times 10^{-3} G_0 - 3,54 \bar{\rho}_{\text{нд}}], \quad (7)$$

где ρ_r – плотность выделившегося газа при 20 °С и 0,1 МПа, кг/м³; $\bar{\rho}_{\text{нд}}$ – относительная плотность дегазированной нефти при 20 °С и 0,1 МПа; α_n – коэффициент термического расширения дегазированной нефти, 1/°С, находится с учетом следующего выражения (8):

$$\alpha_n = 10^{-3} \begin{cases} 2,638(1,169 - \bar{\rho}_{\text{нд}}) \\ \text{при } 0,78 \leq \bar{\rho}_{\text{нд}} \leq 0,86 \\ 1,975(1,272 - \bar{\rho}_{\text{нд}}) \\ \text{при } 0,86 < \bar{\rho}_{\text{нд}} \leq 0,96 \end{cases}. \quad (8)$$

Водонефтяное соотношение, или водонефтяной фактор WOR, определяется как отношение дебита воды к суммарному дебиту жидкости.

Эшфорд установил, что, если точно рассчитать коэффициент расхода через штуцер α для данной нефтегазовой провинции, то с помощью уравнения (3) можно определить:

- дебита, полученного при смене размера штуцера;
- устьевого давления при смене размера штуцера;
- размера штуцера, необходимого для достижения данного устьевого давления и заданного дебита.

Коэффициент расхода через штуцер α определяется по формуле [12]:

$$\alpha = EC, \quad (9)$$

где C – коэффициент истечения штуцера [13]; E – коэффициент скорости входа, определяется по формуле

$$E = 1/(1 - (d/D)^4)^{1/2}, \quad (10)$$

где D – диаметр трубопровода, м, в расчетах принимается равным 50 мм.

Выражая коэффициент C из формулы (3), с учетом подстановки выражений (9) и (10) для определения α и E , получится следующее уравнение:

$$C = \frac{\left[q_0 \sqrt{(B_0 + WOR)(1 - (d/D)^4)} \times (T_u Z_u (R - R_s) + 111 P_u) \times (G_0 + 0,000217 G_g R + (WOR) G_w) \right]}{\left[153 d^2 P_u \sqrt{(T_u Z_u (R - R_s) + 151 P_u)} \times \sqrt{G_0 + 0,000217 G_g R_s + (WOR) G_w} \right]}. \quad (11)$$

Уравнение (11) является основным уравнением математической модели процесса многофазной фильтрации через штуцер, позволяющим вести расчет основной целевой функции в виде коэффициента истечения, обеспечивающей поиск условий вывода работы скважины на оптимальный режим.

Предполагается, что в случае отклонения какого-либо параметра, учитываемого в уравнении (11), от значений, обеспечивающих оптимальный режим работы скважины, будет корректироваться диаметр штуцера для возврата к оптимальным условиям работы. В этом случае рассчитанное ранее значение коэффициента C подставляется в уравнение, полученное путем выражения диаметра штуцера из формулы (11), которое имеет следующий вид:

$$d = \sqrt{\frac{q_0 [(B_0 + WOR)(1/E^2)]^{1/2} \times (T_u Z_u (R - R_s) + 111 P_u) \times (G_0 + 0,000217 G_g R + (WOR) G_w)}{153 C P_u [(T_u Z_u (R - R_s) + 151 P_u)]^{1/2} \times [G_0 + 0,000217 G_g R_s + (WOR) G_w]^{1/2}}}. \quad (12)$$

Формула (12) может использоваться для определения оптимального диаметра штуцера при условии, что коэффициент скорости входа E известен, в противном случае расчет диаметра штуцера ведется по следующей приближенной формуле

$$d = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{2D - 0,211 N^{1/3} + 5,8(d^4 - J)}{0,46 N^{1/3} - 2,9(d^4 - J)} - \frac{1}{2} \sqrt{\frac{0,46 N^{2/3} - 2,9(d^4 - J)}{N^{1/3}}}}. \quad (13)$$

Расчет коэффициентов N и J ведется с помощью следующих выражений (14), (15)

$$N = \sqrt{27D^4 + 256(d^4 - J)^3 + 9D^2}, \quad (14)$$

$$J = \frac{\left[q_0 (B_0 + WOR)^{1/2} (T_u Z_u (R - R_s) + 111 P_u) \times (G_0 + 0,000217 G_g R + (WOR) G_w) \right]}{\left[153 C P_u [(T_u Z_u (R - R_s) + 151 P_u)]^{1/2} \times [G_0 + 0,000217 G_g R_s + (WOR) G_w]^{1/2} \right]}. \quad (15)$$

Формулы (11)–(13) далее планируется взять за основу при разработке алгоритма программы управления скважинной системой.

Так как забойное давление играет немаловажную роль при выборе диаметра штуцера (рис. 1), целесообразно давление до штуцера P_u в формулах (11), (12) и (15) выразить через забойное давление.

В настоящее время известно множество различных подходов к расчету забойного давления, описанных в РД 39-0147035-212-87 [14], в статьях М.М. Хасанова [15], С.С. Kabir [16], А.М. Ansari [17], Н.Д. Beggs [18], О. Akinsete [19], Р.М. El-Saghier [20], М. Firouzi [21], L. Hailong [22], Q. Deng [23], L. Prieto [24], Z. Tariq [25], А.В. Лекомцева [26], В.А. Мордвинова [27], А.В. Лекомцева и В.А. Мордвинова [28], М.С. Турбакова [29], А.Р. Hasan [30], И.Т. Мищенко [31]. Один из данных подходов может быть наиболее точным и связанным с разработкой многомерных статистических моделей [32], исходными параметрами для которых являются: динамический уровень, затрубное давление, обводненность продукции, дебит жидкости, дебит нефти, глубина скважины до водонефтяного контакта, а также, при насосном способе добычи, глубина погружения насоса, в т. ч. под динамический уровень. Многомерные модели, как правило, строятся на основе пошагового регрессионного анализа с использованием метода наименьших квадратов.

Разработка многомерной статистической модели предполагает использование такого количества промысловых данных, которое обеспечит приемлемую точность расчетов. В данном случае при проведении предварительных вычислений важную роль играет в большей степени не точность расчетов, а выяснение характера изменения основных факторов рассматриваемого процесса. Поэтому в рамках настоящей работы при вычислении забойного давления фонтанной скважины предлагается использовать упрощенную методику без привязки к специфике конкретного месторождения, описанную в работе [10].

В ходе решения математической модели на основе формул (11) и (12) следует учитывать следующие допущения [1]: через штуцер протекает адиабатический поток, жидкость является несжимаемой, испарения этой жидкости в штуцере не происходит, многофазная смесь этой жидкости является однородной. Предполагается, что конструкция устьевого штуцера обеспечивает центрирование потока рабочего агента в сочетании с плавной регулировкой диаметра условного прохода. Обобщением полученных выше уравнений служит алгоритм работы программы управления скважинной системой «пласт–скважина–штуцер» (рис. 2), который является важным звеном системы автоматизированного управления работой скважины.

Работа предлагаемой системы управления включает в себя следующую цепочку действий. Вначале вычисляется коэффициент истечения при оптимальных значениях основных факторов скважинной системы по уравнению для определения коэффициента истечения C , а также критерий ОТПС (см. выше). Отклонение исходных факторов системы определяется в ходе постоянного вычисления и сравнения предыдущих и последующих значений коэффициентов истечения. При регистрации отклонения выдается сигнал о корректировке диаметра штуцера на один шаг в сторону уменьшения или увеличения, с учетом того, какой фактор и в какую сторону изменился. Например, увеличение концентрации газовой фазы приводит к падению расхода и давления, и в этом случае целесообразно диаметр штуцера изменять в меньшую сторону.

По окончании первой итерации изменения диаметра штуцера производится вычисление коэффициента истечения и его сравнение с предыдущим значением. Если отклонение находится в допустимых пределах, то диаметр штуцера оставляется без изменений. В противном случае производится дальнейшее изменение диаметра штуцера до тех пор, пока значение коэффициента истечения не станет равным исходному при оптимальных значениях основных факторов скважинной системы.

В ходе теоретических исследований математической модели процесса многофазной фильтрации через штуцер предполагается построить регулировочные кривые и проверить, является ли коэффициент истечения той целевой функцией, которая позволит обеспечить выполнение следующих условий вывода работы скважины на нормальный режим:

- увеличение диаметра штуцера при уменьшении дебита;
- увеличение диаметра штуцера при возрастании забойного давления больше критического значения;
- уменьшение диаметра штуцера при увеличении содержания механических примесей;
- уменьшение диаметра штуцера при увеличении обводненности;
- уменьшение диаметра штуцера при увеличении газонасыщенности продукции.

Следует заметить, что положенные в основу разрабатываемой компьютерной программы известные зависимости и математические модели многофазной фильтрации через дроссель не дают убедительных результатов для всего ряда условий эксплуатации, включающих фильтрационные параметры. Следовательно, более-менее законченный вариант используемой в компьютерной программе математической модели процесса может быть получен с учетом результатов анализа промысловых испытаний в ходе отладки и привязки разрабатываемого программного обеспечения применительно к конкретному месторождению.

Анализ математической модели

Для выяснения характера изменения коэффициента истечения в зависимости от степени влияния таких основных параметров, как диаметр штуцера, дебит жидкости, давление до штуцера, обводненность жидкости, температура потока до штуцера и газонасыщенность, был произведен расчет с использованием уравнения (11).

Известно, что в реальных условиях возможно одновременное изменение почти всех названных выше параметров с разной степенью интенсивности. На текущем этапе исследования для разработки и отладки компьютерной программы управления скважиной вполне достаточно ограничиться одно-, двух факторным экспериментом. В этом случае в ходе расчетов велось изменение каждого вышеперечисленного параметра независимо от остальных, фиксируемых на постоянном уровне. Результаты исследования показаны на рис. 3.

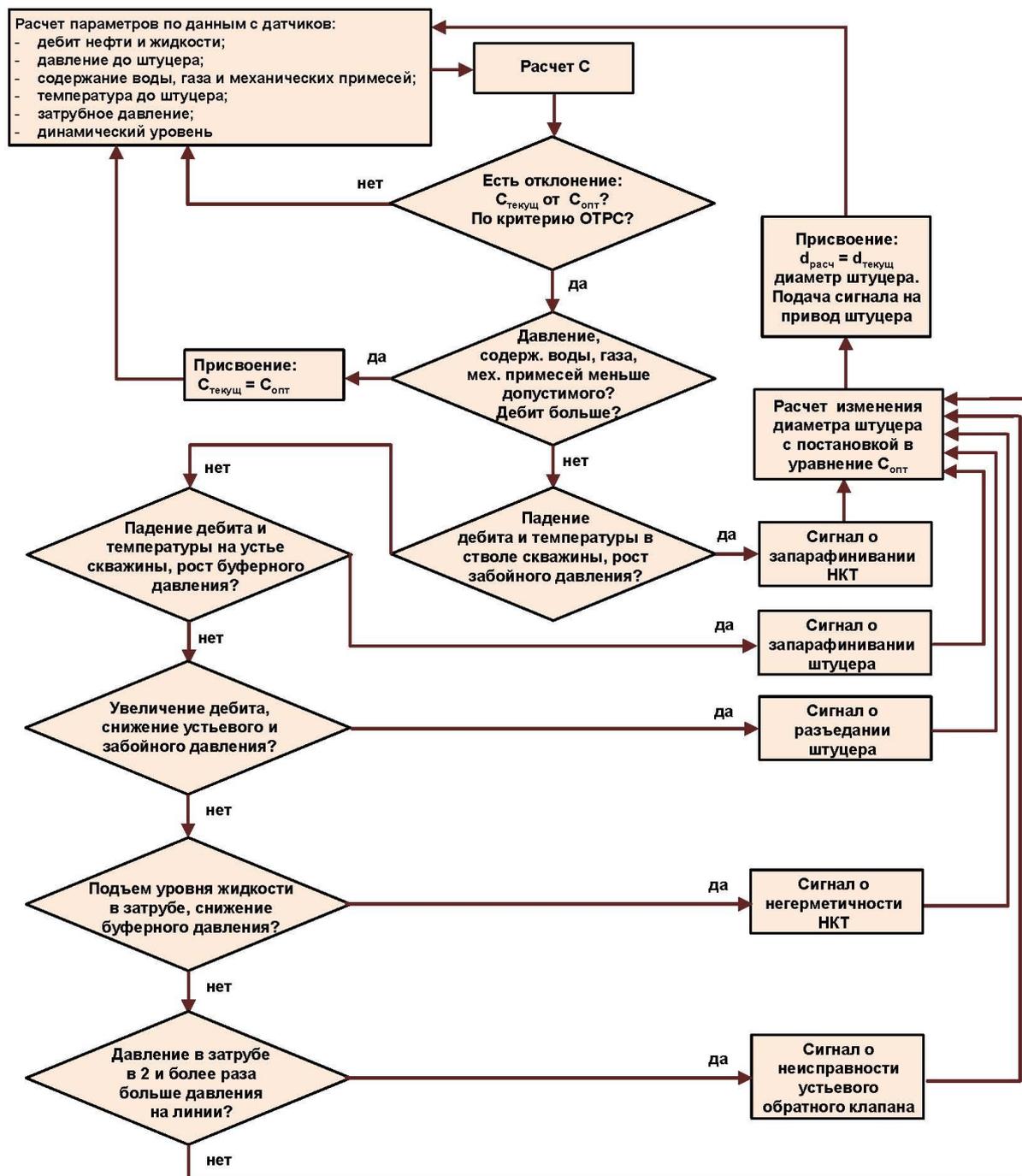


Рис. 2. Алгоритм работы программы управления скважинной системой «пласт–скважина–штуцер»

Fig. 2. Algorithm of operation of the control program of «formation–well–nozzle» well system

Анализ приведенных на рис. 3 графиков показывает, что наиболее заметную степень влияния на коэффициент истечения штуцера оказывает диаметр штуцера в диапазоне от 10 мм и менее, по обратной зависимости. Давление и обводненность также изменяются по обратной зависимости. Прямую зависимость изменения имеют дебит, газонасыщенность и температура до штуцера. При этом анализ уравнения (11) показывает наименьшую степень влияния температуры и газонасыщенности на изменение коэффициента истечения. Наибольшее же влияние оказывает дебит,

водонефтяной фактор и, в чуть меньшей, степени давление до штуцера. Примечательно, что диаметр штуцера оказывает наименьшее влияние на значение коэффициента истечения.

В ходе анализа уравнения (12) были построены регулировочные кривые зависимости дебита и давления до штуцера и водонефтяного фактора (обводненности) от диаметра штуцера, приведенные на рис. 4. Кривые изменения температуры и газового фактора на рис. 4 не показаны, так как их изменение было несущественным.

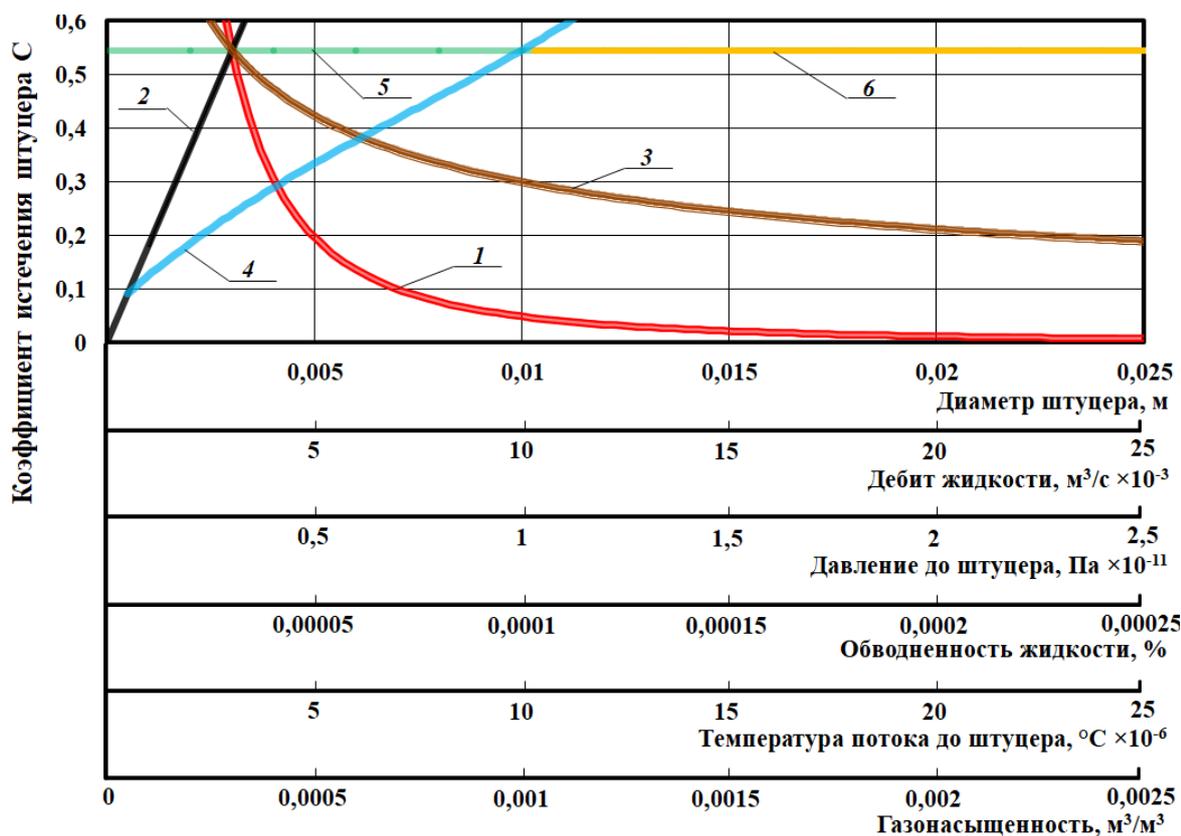


Рис. 3. Зависимости коэффициента истечения штуцера от: 1 – диаметра штуцера, м; 2 – дебита жидкости, $(\text{м}^3/\text{с}) \times 10^{-3}$; 3 – давления до штуцера, $\text{Па} \times 10^{-11}$; 4 – обводненности жидкости до штуцера, $^{\circ}\text{C} \times 10^{-6}$; 5 – температуры потока до штуцера, $^{\circ}\text{C} \times 10^{-6}$; 6 – газонасыщенности, $\text{м}^3/\text{м}^3$

Fig. 3. Dependences of the nozzle flow coefficient on: 1 – nozzle diameter, (m); 2 – liquid flow rate, $(\text{m}^3/\text{s}) \times 10^{-3}$; 3 – pressure up to the nozzle, $(\text{Pa} \times 10^{-11})$; 4 – liquid water cut, %; 5 – flow temperature up to the nozzle, $^{\circ}\text{C} \times 10^{-6}$; 6 – gas saturation, m^3/m^3

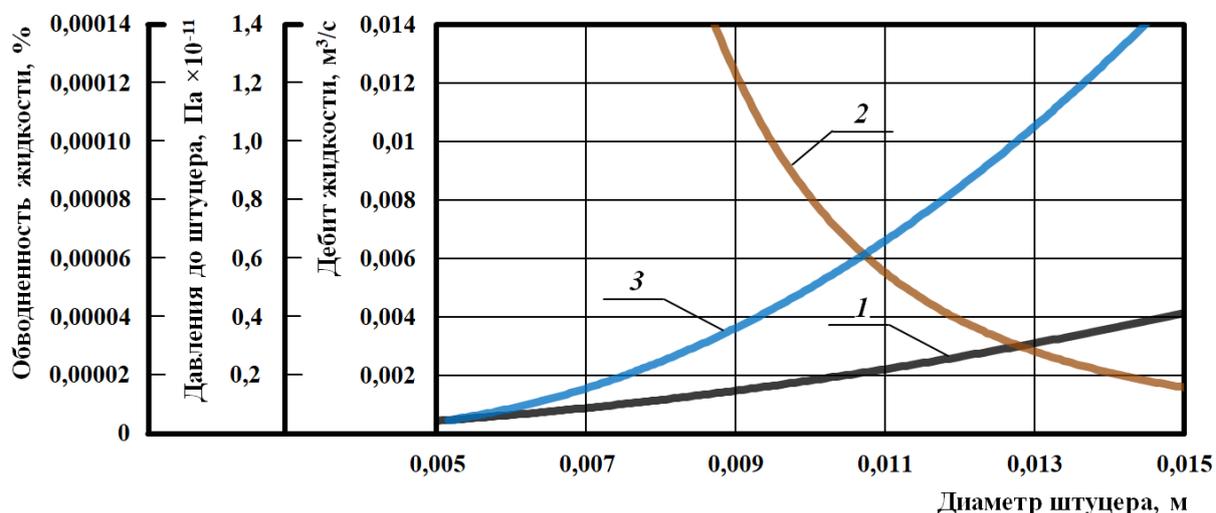


Рис. 4. Зависимости от диаметра штуцера: 1 – дебита жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; 2 – давления до штуцера, $\text{Па} \times 10^{-11}$; 3 – обводненности жидкости, %

Fig. 4. Dependences of: 1 – liquid flow rate, m^3/s ; 2 – pressure up to the nozzle, $\text{Pa} \times 10^{-11}$; 3 – liquid water cut, %, on the nozzle diameter

В ходе анализа влияния основных факторов процесса, учитываемых в формуле (12), на изменение диаметра штуцера выяснилось, что в наибольшей степени на изменение диаметра штуцера влияет водонефтяной фактор, затем газовый фактор и темпера-

тура и далее по убыванию давление до штуцера, дебит жидкости и коэффициент истечения.

Таким образом, в ходе анализа результатов исследований, приведенных на рис. 3, 4, можно заключить следующее. Не было опровергнуто предположение о

том, что коэффициент истечения может выступать в качестве основной целевой функции, обеспечивающей выполнение условий вывода работы скважины на нормальный режим. Анализ отклика данной целевой функции на изменение других связанных с ней факторов не выявил противоречия и соответствует известным положениям и законам, описывающим процесс штуцирования многофазного потока. В частности, с увеличением диаметра штуцера дебит и водонефтяной фактор возрастают, а давление до штуцера соответственно уменьшается.

В ходе дальнейшего развития разработанной методики выбора оптимального диаметра штуцера планируется также дополнить существующие математические модели уравнениями, позволяющими вести учет влияния механических примесей на изменение параметров процесса.

Заключение

В ходе исследования была предложена структурная схема взаимосвязи основных факторов скважинной системы, состоящей из трех основных элементов – пласт, скважина, штуцер. При этом было выявлено, что в качестве ключевого параметра, в наибольшей степени влияющего на возможность управления скважинной системой, может выступать диаметр штуцера. Обеспечение возможности оптимизации диаметра штуцера с учетом основных факторов легло в основу разработки методики управления скважинной системой, включающей математическую модель процесса многофазной фильтрации через штуцер и алгоритм работы программы управления. Планируется в дальнейшем дополнить существующие математические модели уравнениями, позволяющими вести учет влияния механических примесей на изменение параметров процесса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
2. Nashawi I., Elgibaly A. Critical two-phase flow through wellhead chokes of middle-east oil wells // IN SITU. – 1997. – № 21. – P. 395–427.
3. Ashford F.E. An evaluation of critical multiphase flow performance through wellhead Chokes // JPT. – 1974. – V. 26. – № 8. – P. 843–850.
4. Nind T.E.W. Principles of oil well production. – New York City: McGraw-Hill Book Company Incorporated, 1964. – 338 p.
5. API RP 14J. Design and hazards analysis for offshore production facilities. – Washington: American Petroleum Institute, 2001. – 90 p.
6. ASME B31.4-2008. Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids. – New York City: ASME International, 2008. – 125 p.
7. ASME B31.8-2020. Gas transmission and distribution piping systems. – New York City: ASME International, 2021. – 224 p.
8. Ashford F.E., Pierce P.E. Determining multiphase pressure drops and flow capacities in down-hole safety valves // JPT. – 1975. – V. 27. – № 9. – P. 1145–1152.
9. Оборудование для добычи нефти и газа. Изучение технологий освоения и эксплуатации нефтяных, газовых и нагнетательных скважин / А.А. Азеев, А.В. Матвеев, В.Н. Жигарев, С.В. Лысаков. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2019. – 240 с.
10. Юрчук А.М., Истоимн А.З. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1979. – 271 с.
11. Standing M.B. Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems. – New York: Reinhold, 1952. – 123 p.
12. Whitfield D.L. Soil farming of oil mud drill cuttings // SPE/IADC Conference. – New Orleans, Louisiana, 1987. – P. 429–438.
13. ГОСТ 8.563.1-97 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия. – М: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 64 с.
14. РД 39-0147035-212-87. Временное руководство по определению забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерений устьевого давления, динамического и статического уровней и давления у приема насоса. – М.: ВНИИнефть, 1987. – 40 с.
15. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравносность, неопределенность. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
16. Hasan A.R., Kabir C.S. Determining bottomhole pressures in pumping wells // SPE J. – 1985. – № 25. – P. 823–838.
17. A Comprehensive mechanistic model for two phase flow in wellbores / A.M. Ansari, N.D. Sylvester, C. Sarica, O. Shoham, J.P. Brill // SPE Production & Facilities. – 1994. – V. 09. – № 2. – P. 143–152.
18. Beggs H.D., Brill J.P. A study of two phase flow in inclined pipes // Journal of Petroleum Technology. – 1973. – V. 25. – № 5. – P. 607–617.

Установлена целесообразность работы программного обеспечения в направлении повышения оперативности и точности регулировки диаметра штуцера в широком временном диапазоне работы скважины и связанных с этим изменений фильтрационных характеристик пласта и нарушений в скважинном оборудовании и самой скважине.

При этом компьютерная программа системы управления скважиной должна обеспечивать постоянство критерия оптимального технологического режима, максимизацию дебита в заданных пределах и минимизацию твердой, газовой фазы и содержания воды, а также исключить рост забойного давления выше допустимого.

В результате анализа зависимостей между основными факторами исследуемого процесса добычи углеводородов, полученных в ходе решения математической модели процесса многофазной фильтрации через штуцер, было установлено, что коэффициент истечения может выступать в качестве основной целевой функции, обеспечивающей выполнение условий вывода работы скважины на нормальный режим. Анализ отклика данной целевой функции на изменение других связанных с ней факторов не выявил противоречия и соответствует известным положениям и законам, описывающим процесс штуцирования многофазного потока.

Разработанный алгоритм компьютерной программы направляет управление работой скважины в оптимальную область за счет стабилизации оптимального значения коэффициента истечения штуцера, что обеспечивается в ходе расчета и последующего сравнения предыдущих и последующих значений этого коэффициента, а также принятия решения о подаче сигнала на изменение диаметра штуцера.

19. Amar M.N., Zeraibi N., Redouane K. Bottom hole pressure estimation using hybridization neural networks and grey wolves optimization // *Petroleum*. – 2018. – № 4 (4). – P. 419–429.
20. El-Saghier Rana, Ela Mahmoud, El-Banbi Ahmed. A model for calculating bottom-hole pressure from simple surface data in pumped wells // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – № 10. – P. 2069–2077.
21. Mahshid Firouzi, Suren Rathnayake. Prediction of the flowing bottom-hole pressure using advanced data analytics // *SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference*. – Brisbane, 2019. – P. 735–742.
22. Liu Hailong. Analysis of factors affecting bottom hole pressure in tight gas reservoir // *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*. – 2019. – V. 7. – № 6. – P. 118–124.
23. Numerical investigation of downhole perforation pressure for a deepwater well / Q. Deng, H. Zhang, J. Li, X. Hou, B. Zhao // *Energies*. – 2019. – V. 12. – P. 1–21.
24. Pressure gradient correlations analysis for liquid-liquid flow in horizontal pipes / L. Prieto, F. Munoz, E. Pereyra, N. Ratkovich // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – № 169. – P. 683–704.
25. Tariq Zeeshan, Mahmoud Mohamed, Abdulraheem Abdulazeez. Real-time prognosis of flowing bottom-hole pressure in a vertical well for a multiphase flow using computational intelligence techniques // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – № 10. – P. 1411–1428.
26. Лекомцев А.В., Желанов Е.В., Черных И.А. Статистический подход к оценке забойных давлений в добывающих скважинах // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 10. – С. 98–101.
27. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А. К оценке забойных давлений при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами // *Научные исследования и инновации*. – 2011. – Т. 5. – № 4. – С. 29–32.
28. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А. Определение давления у приема электроцентробежных насосов по данным исследований скважин // *Вестник ПНИПУ. Геология, нефтегазовое и горное дело*. – 2012. – № 4. – С. 84–90.
29. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А., Турбаков М.С. Оценка забойных давлений в добывающих скважинах Шершневского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. – 2011. – № 10. – С. 30–31.
30. Hasan A.R., Kabir C.S. Fluid flow and heat transfer in wellbores. – Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002. – 181 p.
31. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.
32. Черных И.А. Определение забойного давления с помощью многомерных статистических моделей (на примере пласта Тл-Бб Юрчукского месторождения) // *Вестник ПНИПУ. Геология, нефтегазовое и горное дело*. – 2016. – Т. 15. – № 21. – С. 320–328.

Поступила: 26.05.2021 г.

Информация об авторах

Азеев А.А., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Квеско Н.Г., доктор технических наук, заведующая кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Подоляко Д.С., магистрант Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.245.72

DEVELOPMENT OF PROCEDURE FOR DETERMINING OPTIMAL DIAMETER OF WELLHEAD NOZZLE

Alexander A. Azeev¹,
3-a@li.ru

Nataliya G. Kvesko¹,
kveskong@gmail.com

Dmitry S. Podolyako²,
podolyakodimas@mail.ru

¹ Siberian Federal University,
82, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia.

² National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. Inefficient management of the production system leads to increased losses of reservoir energy in all elements of this system due to the formation of sand and hydrate plugs, limited rates of pumped flow and other complications. The existing production system requires very precise adjustment of the nozzle diameter using automation tools. In most fields of the Russian Federation, wells are not equipped with full-fledged telemechanics, which significantly limits the ability to manage and control them.

The purpose of the research is to develop a method for determining the optimal diameter of the nozzle for automatic control of the flow of working agent based on theoretical studies of the «formation–well–nozzle» system.

Methods: comparative analysis, system approach, mathematical modeling.

Results. The mathematical model of the multiphase filtration through the nozzle was investigated and as a result, the dependence of the outflow coefficient on the diameter of the nozzle, the fluid flow rate, the pressure to the nozzle and the water content of the liquid was obtained. In addition, the authors have constructed adjustment curves describing the effect of the nozzle diameter on the fluid flow rate, pressure to the nozzle, and liquid watering. It was found that the diameter of the nozzle can act as a key parameter most affecting the ability to control the downhole system with a computer program. The expiration factor can be used in operation of the computer program as the main objective function, which ensures fulfillment of conditions of well operation setting to normal mode. The paper introduces the method of control of well system, which includes mathematical model of multiphase filtration through nozzle and algorithm of operation of control program, which provides for increase of speed and accuracy of adjustment of nozzle diameter during long-term operation of well taking into account the change of filtration pattern of flow in drained volume of formation and disturbances in well itself or equipment installed in it. Use of the developed well control system will allow optimizing its productivity due to automatic assembly, self-adjustment for wear and self-cleaning of the nozzle from paraffin and hydrate plugs, as well as reducing the probability of freezing and removal of mechanical impurities. During the operation of the developed well control system, the flow aggregation should ensure the maintenance of a constant optimal value of depression on the formation, an increase in the period of well runoff and a decrease in the negative effect of the gas factor.

Key words:

Nozzle, well, formation, optimization technique, automation.

References

1. Brill J.P., Mukherjee H. *Mnogofazny potok v skvazhinakh* [Multiphase flow in wells]. Moscow, Izhevsk, Computer Research Institute Publ., 2006. 384 p.
2. Nashawi I., Elgibaly A. Critical two-phase flow through wellhead chokes of middle-east oil wells. *IN SITU*, 1997, no. 21, pp. 395–427.
3. Ashford F.E. An evaluation of critical multiphase flow performance through wellhead chokes. *JPT*, 1974, vol. 26, no. 8, pp. 843–850.
4. Nind T.E.W. *Principles of oil well production*. New York City, McGraw-Hill Book Company Incorporated, 1964. 338 p.
5. *API RP 14J. Design and hazards analysis for offshore production facilities*. Washington, American Petroleum Institute, 2001. 90 p.
6. *ASME B31.4-2008. Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids*. New York City, ASME International, 2008. 125 p.
7. *ASME B31.8-2020. Gas transmission and distribution piping systems*. New York City, ASME International, 2021. 224 p.
8. Ashford F.E., Pierce P.E. Determining multiphase pressure drops and flow capacities in down-hole safety valves. *JPT*, 1975, vol. 27, no. 9, pp. 1145–1152.
9. Azeev A.A., Matveev A.V., Zhigarev V.N., Lysakov S.V. *Oborudovanie dlya dobychi nefi i gaza. Izuchenie tekhnologii osvoeniya i ekspluatatsii nefyanykh, gazovykh i nagnetatelnykh skvazhin* [Oil and gas production equipment. Study of technologies for development and operation of oil, gas and injection wells]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2019. 240 p.
10. Yurchuk A.M., Istoinn A.Z. *Raschety v dobyche nefi* [Calculations in oil production]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 271 p.
11. Standing M.B. *Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems*. New York, Reinhold, 1952. 123 p.
12. Whitfield D.L. Soil farming of oil mud drill cuttings. *SPE/IADC Conference*. New Orleans, Louisiana, 1987. pp. 429–438.
13. *GOST 8.563.1-97 GSI. Izmerenie raskhoda i kolichestva zhidkostey i gazov metodom peremennogo perepada davleniya. Diafragmy, sopla ISA 1932 i trubyy Venturi, ustanovlennyye v zapolnennykh truboprovodakh kruglogo secheniya. Tekhnicheskie usloviya* [State Standard 8.563.1-97. Measurement of flow rate and quantity of liquids and gases by means of variable pressure drop. Diaphragms, ISA nozzles 1932 and Venturi pipes installed in filled pipelines of round section. Specifications]. Moscow, IPK Standards Publ. House, 1998. 64 p.
14. *RD 39-0147035-212-87. Vremennoe rukovodstvo po opredeleniyu zaboynogo i plastovogo davleniya v skvazhinakh mekhanizirovannogo fonda po damym izmereniy ustevogo davleniya, dinamicheskogo i staticheskogo urovney i davleniya u*

- priema nasosa* [Guidance document 39-0147035-212-87. Temporary manual for determination of bottom hole and formation pressure in wells of mechanized stock based on data of measurements of wellhead pressure, dynamic and static levels and pressure at pump intake]. Moscow, VNIineft Publ., 1987. 40 p.
15. Mirzadzhanzade A.H., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. *Modelirovanie protsessov neftegazodobychi. Nelineynost, neravnovesnost, neopredelennost* [Modeling oil and gas production. Nonlinearity, nonequilibrium, uncertainty]. Moscow, Izhevsk, Computer Research Institute Publ., 2004. 368 p.
 16. Hasan A.R., Kabir C.S. Determining bottomhole pressures in pumping wells. *SPE J.*, 1985. no. 25, pp. 823–838.
 17. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A comprehensive mechanistic model for two phase flow in wellbores. *SPE Production & Facilities*, 1994. vol. 09, no. 2, pp. 143–152.
 18. Beggs H.D., Brill J.P. A study of two phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, vol. 25, no. 5, pp. 607–617.
 19. Amar M.N., Zeraibi N., Redouane K. Bottom hole pressure estimation using hybridization neural networks and grey wolves optimization. *Petroleum*, 2018, no. 4 (4), pp. 419–429.
 20. El-Saghier Rana, Ela Mahmoud, El-Banbi Ahmed. A model for calculating bottom-hole pressure from simple surface data in pumped wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, no. 10, pp. 2069–2077.
 21. Mahshid Firouzi, Suren Rathnayake. Prediction of the flowing bottom-hole pressure using advanced data analytics. *SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference*. Brisbane, 2019. pp. 735–742.
 22. Liu Hailong. Analysis of factors affecting bottom hole pressure in tight gas reservoir. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 2019, vol. 7, no. 6, pp. 118–124.
 23. Deng Q., Zhang H., Li J., Hou X., Zhao B. Numerical investigation of downhole perforation pressure for a deepwater well. *Energies*, 2019, vol. 12, pp. 1–21.
 24. Prieto L., Munoz F., Pereyra E., Ratkovich N. Pressure gradient correlations analysis for liquid-liquid flow in horizontal pipes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, no. 169, pp. 683–704.
 25. Tariq Zeeshan, Mahmoud Mohamed, Abdulaheem Abdulazeez. Real-time prognosis of flowing bottom-hole pressure in a vertical well for a multiphase flow using computational intelligence techniques. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, no. 10, pp. 1411–1428.
 26. Lekomtsev A.V., Zhelanov E.V., Chernykh I.A. Statisticheskiy podkhod k otsenke zaboynykh davleniy v dobyvayushchikh skvazhinakh [Statistical approach to estimation of bottom-hole pressures in producing wells]. *Oil industry*, 2016, no. 10, pp. 98–101.
 27. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A. K otsenke zaboynykh davleniy pri ekspluatatsii skvazhin elektrosentrobezhnyimi nasosami [To the assessment of bottom-hole pressures during the operation of wells by electric centrifugal pumps]. *Scientific research and innovations*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 29–32.
 28. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A. Opredelenie davleniya u priema elektrosentrobezhnykh nasosov po dannym issledovaniy skvazhin [Determination of pressure at the reception of electric centrifugal pumps based on well research data]. *Vestnik PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2012, no. 4, pp. 84–90.
 29. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A., Turbakov M.S. Otsenka zaboynykh davleniy v dobyvayushchikh skvazhinakh Shershnevskogo mestorozhdeniya [Assessment of bottomhole pressures in the production wells of the Shershnevskoe field]. *Oil industry*, 2011, no. 10, pp. 30–31.
 30. Hasan A.R., Kabir C.S. *Fluid flow and heat transfer in wellbores*. Texas, Society of Petroleum Engineers Publ., 2002. 181 p.
 31. Mishchenko I.T. *Skvazhinaya dobycha nefi* [Downhole oil production]. Moscow, Oil and Gas Publ., 2003. 816 p.
 32. Chernykh I.A. Opredelenie zaboynogo davleniya s pomoshchyu mnogomernykh statisticheskikh modeley (na primere plasta T1-Bb Yurchukского mestorozhdeniya) [Determination of bottomhole pressure using multidimensional statistical models (using the example of the T1-Bb formation of the Yurchuk deposit)]. *Vestnik PNIPU. Geology, oil and gas and mining*, 2016, vol. 15, no. 21, pp. 320–328.

Received: 26 May 2021.

Information about the authors

Alexander A. Azeev, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Nataliya G. Kvesko, Dr. Sc., head of department, Siberian Federal University.

Dmitry S. Podolyako, graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 549.032

ТЕКТОНОМАГМАТИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ЭОЦЕНОВОГО ВУЛКАНИЗМА ТАЛЫШСКОЙ ЗОНЫ (АЗЕРБАЙДЖАН)

Керимов Вагиф Мирзамехти,
vaqifkerimov1968@gmail.com

Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности,
Азербайджан, AZE1010, г. Баку, пр. Азадлыг, 34.

Актуальность. В настоящее время встает вопрос о необходимости выяснения типоморфных особенностей магматических комплексов как факторов, определяющих геодинамические режимы их формирования и выяснения потенциальной рудоносности. В связи с этим в данной статье рассматриваются особенности магматических комплексов Талыша, что позволяет выяснить тектономагматические эволюции этого сложно построенного региона на Кавказе.

Цель: выяснить тектономагматическую эволюцию эоценового вулканизма Талышской зоны в пределах Азербайджана.

Объекты: эоценовый вулканизм, вулканогенная трахибазальт-трахиандезиобазальт-фонолитовая формация, петрохимический состав пород, эволюция первичного расплава.

Методы: петрографические исследования пород, химический состав пород методом рентгеноспектрального анализа, выделение магматических комплексов. Кроме того, использованы результаты анализов исследованных образцов на петрогенные элементы, как опубликованные в литературе, так и полученные методами рентгенофлуоресцентного анализа на многоканальном рентгеновском спектрометре СРМ-25 в Институте геологии и геофизики, Баку. Минералы анализировали на электронном микроскопе JXA-8200 JEOL (Япония) во Всероссийском научно-исследовательском геологическом институте им. Карпинского (г. Санкт-Петербург).

Результаты. Анализ проведенных исследований показывает, что на протяжении от палеозоя до четвертичного времени включительно в развитии структур Талышской складчатой зоны наблюдается определенная последовательность. В строении зоны выделяются структурные этажи, соответствующие предколлизийному (мел-эоцен) и коллизийному (олигоцен-миоцен) периодам развития региона. Палеогеновые вулканогенные образования Талыша составляют юго-восточный сегмент северного вулканоплутонического пояса, в строении которого выделяются вулканогенные трахибазальт-трахиандезиобазальт-фонолитовая (ранне-средний и поздний эоцен) и интрузивная субщелочная ультраосновная (поздний эоцен-олигоцен) формации. В составе вулканогенной формации выделяются два комплекса: (ранне-среднеэоценовый) абсарокит-шошонит-щелочнобазальтовая и (позднеэоценовый) трахиандезиобазальт-фонолитовая. Дана петрографическая и петрохимическая характеристика вулканитов, составляющих первую формацию. Выяснено, что если процесс дифференциации в ранне-среднем эоцене носил более четкий характер с первоначальным образованием более магнезиальных разновидностей пород (ликрит-трахибазальты), а в последующем – более железистых (трахиандезиты и трахиандезиобазальты), то в порфириновых трахиандезитах подобного накопления железа не наблюдается. Данная петрохимическая особенность, очевидно, связана с длительностью перерыва в вулканизме, вызвавшего формирование мощной осадочно-туфогенной толщи, сопровождающееся заложением и проявлением промежуточного очага среднего состава. Вулканизм в позднем эоцене был недифференцированным и носил контрастный характер, т. е. не сопровождался образованием средних разновидностей. Появление в позднем эоцене лейцитовых фонолитов, представляющих собой щелочную ветвь, и отсутствие переходных разновидностей свидетельствуют об автономном развитии витробазальтов и лейцитовых фонолитов, связанных, возможно, с процессом раннего расщепления исходного расплава в подкорковых условиях. Сделан вывод, что от ранних фаз проявления эоценового вулканизма к поздним изменение вещественного состава по латерали выражено в проявлении более щелочных фаций с существенным преобладанием К над Na и с большим соответствием дифференциатам шошонитовой серии.

Ключевые слова:

Талышская зона, эоценовый вулканизм, тектономагматическая эволюция, вулканогенная формация, субщелочная, щелочная серия, структурные этажи.

Введение

Исследования кайнозойского магматизма Малого Кавказа в пределах различных структурно-формационных зон выявили неоднозначность его пространственного проявления и их относительную активность на протяжении кайнозойского периода формирования. Все это позволяет рассматривать кайнозойский магматизм не как единый вулканогенный «андезитовый» пояс, а как совокупность поясов, заложенных на различной по характеру строения коре континентального типа. Данная полоса проявления вулканизма охватывала структурные зоны различной этапности заложения и глубинной тектоники, что соответственно отразилось на специфике вулканизма в их пределах [1–3].

Сведения по данному вопросу носят разрозненный характер. В одних случаях магматизм увязывается с формированием межконтинентальных бассейнов с северо-направленной субдукцией и развитием внутривулканового рифта. При этом отмечается неопределенное положение зоны Бенъофа или же предполагается «остаточная» субдукция, связанная с мезозойским офиолитовым швом. В других случаях утверждается отсутствие закономерностей в проявлении кайнозойского вулканизма [4–6].

Согласно данным и в соответствии с вышеупомянутым, в палеогеновом «андезитовом» поясе Малого Кавказа выделены три вулканических пояса, охватывающие следующие структурно-формационные зоны: южный – Ордубадскую, центральный – Мисхана-

Гафанскую и Гейча-Акеринскую и северный – Талышскую.

Южный и центральный пояса проявлений кайнозойского магматизма разделены Зангезурской шовной зоной. Данная зона, включающая на северо-западе метаморфический комплекс байкалит (Мисханский), а на юго-востоке – герцинит (р. Вохчи), представляет собой полосу сопряжений двух структурных зон и является главной шовной зоной Малого Кавказа.

Северный вулканический пояс, включающий на юго-востоке Талышскую, а на северо-западе Аджаро-Триалетскую зоны, не представляет собой единый по протяженности пояс, и объединение их обусловлено структурной приуроченностью к северному обрамлению Малокавказского эпимезозойского поднятия и проявлением мощного однотипного палеогенового субщелочного вулканизма со сходными фациальными типами пород [7–9].

Выделенные палеогеновые пояса по особенностям проявления магматизма и осадконакоплению, отражающие неоднородность и блоковый характер фундамента, соответствуют крупным геотектоническим мегаблокам с характерным комплексом геологических и геофизических данных:

- южный пояс – Ордубадская зона – с проявлением палеогенового и неогенового магматизма; мощность земной коры (Принахчыванская зона) составляет 40–42 км, «базальтовый» слой больше «гранитного» почти в два раза; наблюдается соотношение гравитационного максимума (и менее минимума) с магнитным минимумом, отражающее значительную мощность и близкое расположение к поверхности практически немагнитных пород палеозойского кристаллического фундамента;
- центральный пояс – Мисхана-Гафанская и Гейча-Акеринская зоны – характеризуется проявлением палеогенового, неогенового и четвертичного вулканизма; значительная мощность земной коры 50–54 км, при близких мощностях «гранитного» и «базальтового» слоев, соответствует минимуму с участием локальных максимумов, что указывает на увеличение глубины поверхности допалеозойского фундамента;
- северный пояс – Талышская зона – характеризуется проявлением палеогенового вулканизма; мощность земной коры 35–38 км, «гранитный» слой – 3–5 км и выше, а «базальтовый» – более 25 км; наблюдается ряд гравитационных максимумов и положительная магнитная аномалия.

Вопросы, связанные с геологией, петрографией, петро-геохимическими особенностями и выяснением условий формирования кайнозойских комплексов северного пояса – Талышской зоны – нашли свое отражение в работах многих исследователей [1–3, 10–12].

Несомненным в этих работах являлось изучение авторами петрографических типов пород, формационной принадлежности, структурной приуроченности, что послужило хорошей основой для установления закономерностей проявления кайнозойского магматизма и выявления связей с процессами рудообразования.

Однако в настоящее время встает вопрос о необходимости выяснения типоморфных особенностей магматических комплексов как факторов, определяющих геодинамические режимы их формирования, и потенциальной рудоносности. В связи с этим в данной статье рассматриваются особенности магматических комплексов Талыша, что позволяет выяснить тектономагматическую эволюцию этого сложно построенного региона на Кавказе.

Особенности геологического строения Талышской зоны. Талышская зона, охватывающая юго-западную часть Азербайджана и северо-западную – Исламскую Республику Иран, расположена на западном побережье Каспийского моря. Эта зона прослеживается в северо-западном направлении от нижнего течения реки Сейфируд до реки Араз на расстоянии более 400 км. В западном направлении ограничивается Иранским Карадагом, а в восточном – Предталышским глубинным разломом (рис. 1).

Геологическим строением района, особенно его петрологическими особенностями, занимались многие исследователи. Иранская часть этого района в той или иной степени охарактеризована в их работах. В большинстве случаев исследователи на основании геологического анализа допускают, что Талышская зона является юго-восточным продолжением Малого Кавказа и северо-западным Эльбурского складчатого пояса [3, 10, 11, 13]. По последним данным М.Н. Мамедова [11], М.И. Рустамова [13] Талышская зона в северо-западном направлении отрезается от Малокавказской системы Пальмиро-Абшеронским разломом, а в юго-западном направлении, т. е. от Таромской зоны, – диагональным Богровдагским сдвигом. По данным этих авторов в юго-восточном направлении Талышская складчатая зона сливается с Эльбурской складчатой структурой. В строении мегазоны выделяются структурные этажи, соответствующие предколлизийному (мел-эоцен) и коллизийному (олигоцен-миоцен) периодам развития региона. Для предколлизийного периода выделяются три этажа: 1 – меловой, с карбонатной формацией, 2 – палеоценовый, с туфогенно-осадочной формацией, 3 – эоценовый, с вулканогенной щелочно-базальтовой и интрузивной субщелочно-ультраосновной формациями, а для коллизийного два этажа: 4 – олигоцен-раннемиоценовый, с терригенной морской и молассовой формацией и 5 – позднемиоцен-плиоценовый, с континентально-молассовой формацией (рис. 2) [10, 11, 14, 15].

В Талышской зоне развиты палеозойские, мезозойские и кайнозойские вулканогенные, вулканогенно-осадочные и осадочные комплексы.

Самые древние отложения выходят на дневную поверхность на южном и юго-восточном продолжении. Здесь эти отложения сложены метаморфическими сланцами, а также офиолитами, приуроченными к обоим крыльям Богровдагского антиклинория. Докембрийские отложения с угловым несогласием перекрываются палеозойскими известняками, филлитами, туфогенными сланцами и др. Раннемезозойские – триасовые и юрские отложения – представлены маломощными карбонатными породами-известняками, известковистыми песчаниками, глинистыми сланцами и др. [12, 13, 16–18].

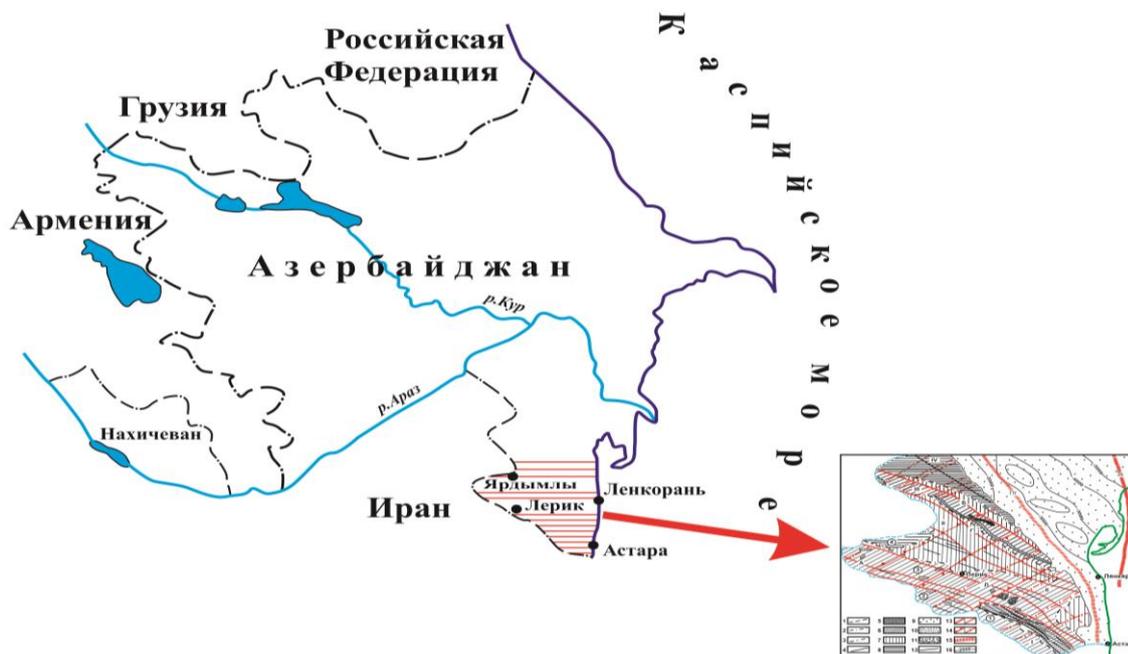


Рис. 1. Обзорная карта Азербайджанской Республики
 Fig. 1. Overview map of the Republic of Azerbaijan

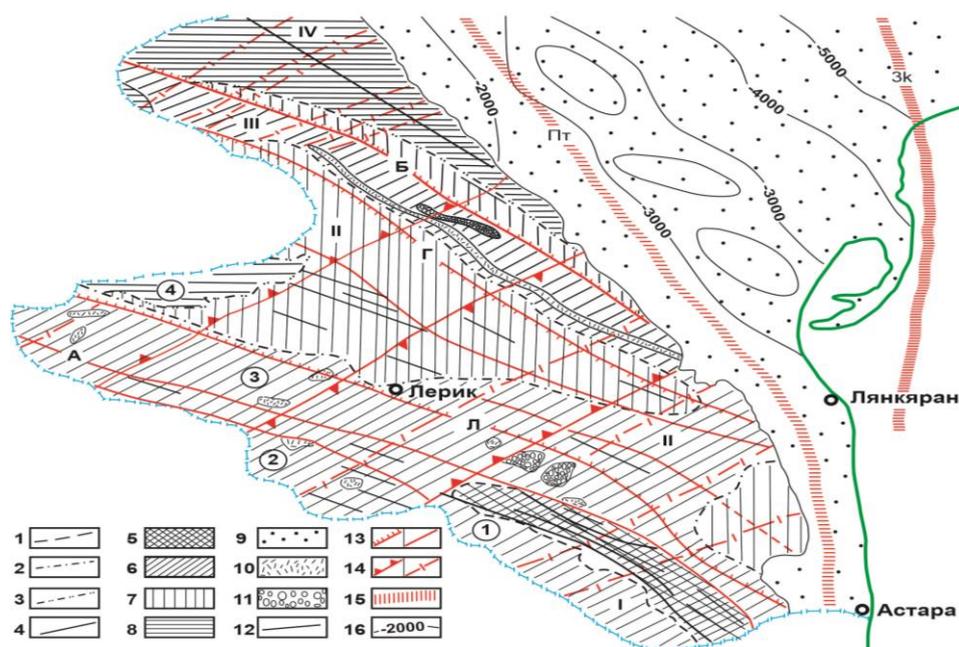


Рис. 2. Геолого-тектоническая карта Талышской зоны. По А.Д. Исмаил-заде [1]. Условные обозначения: 1–4 – границы структурных этажей по подошве: 1 – раннего эоцена; 2 – раннего олигоцена; 3 – среднего миоцена; 4 – плейстоцена; 5–9 – формации и комплексы: 5 – осадочно-туфогенная верхнего мела-палеоцена; 6 – вулканогенная (щелочная базальтоидная) эоцена; 7 – морская молассовая олигоцена-раннего миоцена; 8 – лагунно-морская среднего миоцена; 9 – континентально-морская квартера; 10, 11 – субвулканические интрузивы: 10 – эоценовые; 11 – субщелочные ультраосновные; 12 – ось складки; 13 – разломы на границах тектонических зон; 14 – поперечные разломы (флексуры); 15 – погребенные глубинные разломы по данным геофизики; 16 – изолинии по погребенной поверхности верхнего мела

Fig. 2. Geological and tectonic map of the Talysh zone, by A.J. Ismail-Zadeh [1]. Legend: 1–4 – boundaries of structural levels along the base: 1 – Early Eocene; 2 – early Oligocene; 3 – Middle Miocene; 4 – Pleistocene; 5–9 – formations and complexes: 5 – sedimentary-tuffaceous Upper Cretaceous–Paleocene; 6 – volcanogenic (alkaline basaltoid) Eocene; 7 – marine molasse of the Oligocene–Early Miocene; 8 – lagoon-marine Middle Miocene; 9 – continental maritime quarter; 10, 11 – subvolcanic intrusions: 10 – Eocene; 11 – subalkaline ultrabasic; 12 – axis fold; 13 – faults at the boundaries of tectonic zones; 14 – transverse faults (flexures); 15 – buried deep faults according to geophysical data; 16 – isolines along the buried surface of the Upper Cretaceous

Меловые отложения в южном Талыше получили широкое распространение и характеризуются фациальным разнообразием. Так, в южном Талыше преимущественно развиты известняки, доломиты, мраморы и др. В северном же Талыше меловые отложения ограничены туфогенными отложениями.

Датско-палеоценовые отложения представлены туфогенно-осадочной толщей при общей мощности 1200–1600 м, трансгрессивно с базальными конгломератами в основании, залегают на карбонатно-терригенном комплексе позднего мела. Анализ фаций и мощностей палеоценовых отложений в пределах азербайджанской части Талыша позволяет выделить в его составе три горизонта (снизу вверх): туфоалевролитовый, 2) туфопесчаниковый, 3) туфогравелитовый.

Выше залегают вулканогенные и вулканогенно-осадочные образования, сформировавшиеся в процессе эоценового этапа осадконакопления и вулканизма. Они расчленяются на два комплекса: ранне-среднеэоценовый и позднеэоценовый, отражающих, соответственно, два этапа вулканической деятельности. Эоцен-раннеолигоценному этапу развития Талышской зоны соответствуют трахибазальт-трахиандезитобазальт-фонолитовая и субщелочная перидотит-габбро-сиенитовая формации [19–22].

В составе первой формации установлены два комплекса, характеризующие ранне-среднеэоценовый и позднеэоценовый подэтапы вулканической активности.

Ранне-среднеэоценовый вулканизм (абсарокит-шошонит-щелочно-базальтовый комплекс) получил наибольшее площадное и фациальное разнообразие в центральной и северо-западной частях Талышской зоны. В составе этого комплекса по данным автора выделяются несколько толщ, соответствующих отдельным фазам ранне-среднеэоценового вулканизма (снизу вверх): толща туфов трахиандезитобазальтов, толща трахибазальтов, толща абсарокитов и лейцитовых тефритов, осадочно-туфогенная толща, толща щелочных базальтов, флишодная осадочно-туфогенная толща, толща анальцимовых трахиандезитобазальтов, туфогенно-осадочная толща, толща субщелочных витробазальтов и трахибазальтов, толща эпилейцитовых фонолитов [11, 16].

Наряду с вулканогенными комплексами в пределах Талышской зоны выделяются интрузивные породы субщелочного ультраосновного состава. Они развиты в позднеэоцен-олигоценное время и находятся в зоне пересечения северо-западных структур (Астаринское и Буроварское поднятия) с северо-восточным (Гамаратское и Масаллинское поднятия) и представлены штокообразными пластовыми телами.

По геологическому положению, составу, а также по взаимоотношению слагающих пород субщелочная ультраосновная формация расчленяется на два комплекса: 1) субщелочную пикрит-перидотитовую, 2) субщелочную габбро-сиенитовую. Позднеэоцен-раннеолигоценный пикрит-перидотитовый комплекс имеет наибольшее распространение. Породы субщелочного габбро-сиенитового комплекса развиты сравнительно ограниченно.

Песчано-глинистая толща (олигоцен-ранний миоцен) занимает значительную площадь на северном Талыше и участвует в строении Джалилабадского и Ярдымлинского синклиналиев. Отложения толщи с базальными конгломератами в основании залегают на подстилающей туфогенно-осадочной толще позднего эоцена. На северо-западном продолжении Талыша отложения этой толщи также перекрываются глинисто-песчанистыми образованиями позднемиоценового возраста [15].

Четвертичные отложения широко развиты в нижней части Талыша, они представлены известковистыми глинами с отдельными слоями песков.

Таким образом, за период от палеозоя до четвертичного времени включительно в развитии структур Талышской складчатой зоны наблюдается определенная последовательность в их заложении.

В тектоническом развитии Талышской складчатой структуры в конце верхнего мела произошло расчленение зоны и зародилось Астаринское поднятие, в связи с чем между поздним мелом и палеоценом образовались базальные конгломераты. Это объясняется тем, что в это время было сильное поднятие региона, особенно в юго-восточной части, в пределах Ирана, и в результате этого формировались терригенные грубообломочные отложения. В результате таких тектонических движений в палеоценовое время образовалась мощная вулканогенная толща (1200–1400 м). Гамаратское поднятие и Космальянский прогиб формировались в конце палеоцена. После их формирования в эоценовое время образовались более мелкие структуры. В их пределах вулканические центры были приурочены к определенным разрывным структурам. В конце эоцена было общее поднятие региона, и сформировался Ярдымлинский прогиб. В среднем и позднемиоцене Талышская зона в результате общего поднятия полностью освободилась от моря. В результате неотектонических движений регион осложнялся различными сбросами, надвигами и взбросами.

В Талышской зоне формировались разрывные нарушения, характеризующие интенсивность тектонических движений, которые рассматриваемую область расчленили на отдельные блоки, и являлись в основном магнаподводящими. Эти тектонические блоки четко отличаются друг от друга прежде всего по геологическому строению, развитию вулканических, интрузивных и туфогенно-осадочных образований, развиты различные разрывные структуры. Они характеризуются интенсивностью тектонических движений, имевших место в различные геологические эпохи. Одна группа разломов преимущественно контролирует границы структурных этажей зоны. Другая группа определяет границы поперечных поднятий и прогибов. И, наконец, относительно мелкие, локальные разломы, имеющие различные направления, приурочены к конкретным комплексам.

Поперечные разрывные структуры в достаточной мере осложняют продольные складчатые структуры, такие как Астаринский, Буроварский и другие. Они представлены Астаринским, Пилачай-Госмольянским, Киви-Халхальским прогибами, а также Масаллин-

ским поднятием. Можно заключить, что в раннеэоценовое время рассматриваемая зона интенсивно подвергалась раздроблению и расчленению, в результате чего формировались поперечные разломы. В пределах рассматриваемой области структурно-формационные зоны разделены этими разломными структурами. Многие из них носят региональный характер, другие образуют широкие надвиговые полосы. Например, к северо-восточному борту Астаринского поднятия приурочена одна из таких полос, имеющих взбросовый тип. Здесь, над среднеэоценовым вулканогенным комплексом, лежат отложения палеоэоценового возраста. Следует отметить, что к этим разрывным структурам приурочен ряд вулканических центров эоценового возраста. Аналогичная картина наблюдается также в пределах Буроварского поднятия. Здесь осадочные отложения олигоцен–миоцена тектонически перекрыты туфогенно-осадочной толщей верхнего эоцена.

Отмеченные разрывные структуры подтвердились современными геофизическими исследованиями (по данным GPS-наблюдений и др.). Так, установлено, что отдельные тектонические структуры Талышской зоны подвержены сжатию, а в Лерикском и Ярдымлинском районах отмечаются сдвиги. Здесь установлены три типа разрывных нарушений: сбросы, сдвиги и взбросы [12].

Эоценовый вулканизм Талышской зоны. Талышская складчатая зона характеризуется широким развитием щелочно-базальтового вулканизма. Считается, что над жестким фундаментом погружался Талышский прогиб. Об этом свидетельствуют геофизические данные. Так, в пределах Талышской зоны допалеозойский фундамент с востока на запад поднят от 5 до 10 км, и в литературе выделяется как Талышский фундамент. Эти отложения отделяют Малый Кавказ от Талыша и участвуют в строении Западно-Каспийского поднятия.

По мнению многих исследователей они развивались в условиях растяжения в задуговых рифтах. В условиях рифтогенеза глубинные разломы способствовали подъему щелочно-базальтового расплава, находящегося на границе, кора–мантия [1, 6, 11, 14–18].

Палеогеновые и неогеновые формации собраны в складки, составляющие структурные зоны региона: Астаринскую, Лерик-Ярдымлинскую, Буроварскую, Джалилабадскую и Южно-Муганскую, которые при общей северо-запад-юго-восточной протяженности осложнены системами поперечных структур, оказывающих существенное влияние на характер и состав осадочных и вулканогенных образований.

Палеогеновые вулканогенные образования Талыша составляют юго-восточный сегмент северного вулканоплутонического пояса, в строении которого выделяются вулканогенные трахибазальт-трахиандезитобазальт-фонолитовая (ранне-средний и поздний эоцен) и интрузивная субщелочная ультраосновная (поздний эоцен-олигоцен) формации. В составе вулканогенной формации выделяются два комплекса: (ранне-среднеэоценовый) *абсарокит-шошонит-щелочнобазальтовый* и (позднеэоценовый) *трахиандезитобазальт-фонолитовый*.

Ранне-среднеэоценовый абсарокит-шошонит-щелочнобазальтовый комплекс (~3000 м) наиболее развит в центральной части Астаринского антиклинория, в Космальянском прогибе, а также по его северо-восточному борту. Представлен он толщами (снизу вверх): лавы и пирокласты пикрит-трахибазальтов и лейцитовых базанитов (450 м), вулканические конгломерато-брекчии андезитобазальтов (440 м), осадочно-туфогенная толща (200–600 м), автокластитовые лавы и вулканические брекчии трахиандезитов и трахиандезитобазальтов (450 м), флишоидная осадочно-туфогенная толща (600–800 м), плагиопорфировые трахиандезитобазальты и трахиандезиты (1000–1200 м).

Для вулканических формаций характерно проявление лаво-пирокластической (шаровые и автокластитовые лавы, туфы и вулканические брекчии) и субвулканической (некки, пластовые инъекции, штоки и дайки) фациях [12, 20, 21].

Позднеэоценовый комплекс (~1500 м) распространен северо-западнее, в Дыманском прогибе, и представлен следующими толщами: туфогенно-осадочной (800 м), лав и пирокластов субщелочных витробазальтов, трахибазальтов (~500 м) и лейцитовых фонолитов (~200 м).

Для вулканизма данной стадии характерен центрально-трещинный тип извержения с преимущественным проявлением лавовой (шарово-глыбовые лавы) и менее пирокластической (туфы с бомбами) фаций. Субвулканическая фация представлена в виде мелких шиповидных тел, куполов и маломощных пластовых интрузивов. В составе позднеэоценового комплекса отмечены субщелочные витробазальты, трахидолериты (эссекситы) и лейцитовые фонолиты.

Петрографическая характеристика. В составе ранне-среднеэоценового вулканогенного комплекса наблюдаются, преимущественно, трахибазальты, оливин-лейцитовые тефриты, трахидолериты (эссекситы), трахиандезитобазальты, плагиопорфировые трахиандезиты, лейцитовые трахиандезиты, трахиты и др.

Трахибазальты – порфировые породы с пилотакситовой и интерсертальной основной массой, нередко с палагонитовыми обособлениями, миндалевидные. Вкрапленники представлены: плагиоклазом (An_{47-54}), обрамленным каймой анортклаза, авгитом ($Wo_{47}En_{41}Fs_{12}$), титаноавгитом, оливином (Fa_{19}), нередко замещенным иддингсит-боулингитом, и титанмагнетитом ($TiO_2=12-14\%$). Характерны гломеропорфировые сростки пироксена с оливином, плагиоклазом и магнетитом. Наблюдается интенсивная цеолитизация (анальцим, натролит, томсонит) и кальцитизация (рис. 2). Разности пород с высоким содержанием пироксена (до 40 %) соответствуют пикрит-трахибазальтам.

Трахидолериты и эссекситы (55 млн лет) слагают субвулканические тела и при близости с эффузивами по минералогическому составу отличаются от них микродолеритовой и офитовой структурами, с калинатровым полевым шпатом и анальцимом в интерстициях. Разновидности с высоким содержанием позднемагматического анальцима соответствуют габбро-тешенитам.

Оливин-лейцитовые тефриты (52 млн лет) – меланократовые порфиновые породы с оцелярово-интерсертальной основной массой. Вкрапленники представлены плагиоклазом (An_{50-55}) призматических и табличатых форм, лейцитом ($N=1,509\pm 0,002$) шестигранных форм с зонально расположенными включениями вулканического стекла, титаноавгитом со структурой «песочных часов» и единичными зернами оливина, замещенными иддингсит-боулингитом. Лейциты в основной массе имеют неправильные формы и часто располагаются по контуру вкрапленников пироксена.

Трахиандезитобазальты – автокластитовые лавы с брекчиевой текстурой. Для них характерна порфиороклатическая структура с пилотакситовой и гиалопилитовой основной массой. Фенокристаллы представлены плагиоклазом (An_{45-48}), пироксеном (авгит, титаноавгит, эгирин-авгит), оливином и менее санидином и биотитом. Основная масса сложена плагиоклазом, пироксеном, санидином и магнетитом в непрозрачном вулканическом стекле с миндалинами, выполненными анальцимом, натролитом и кальцитом.

Плагиопорфиновые трахиандезиты (42 млн лет) – светло-серые мегаплагиопорфиновые породы с гиалиновой, витрофировой и пилотакситовой основной массой. Вкрапленники представлены, преимущественно, мегакристаллами (1–3 см) плагиоклаза (An_{48-55}), менее авгит-диопсида и единичного оливина. Плагиоклазы часто окаймлены аноклазовой оторочкой. Лейцитовые разности состоят из оцелярово-пилотакситовой основной массы с вкрапленниками лабрадора, лейцита (замещенного анальцимом), эгирин-авгита.

Трахиты – лейкократовые породы с трахитовой структурой и вкрапленниками санидина ($2V=-(18-24)$, $Or_{75,0} Ab_{23,0} An_{2,0}$), плагиоклаза и менее авгита, эгирин-авгита, апатита, биотита и роговой обманки. Пепловые туфы аналогичного состава содержат мелкие округло-изометричные изотропные выделения анальцима.

В составе позднеэоценового комплекса отмечены субщелочные витробазальты, трахидолериты (эссекситы) и лейцитовые фонолиты [16].

Субщелочные витробазальты (трахибазальты) (42 ± 2 млн лет) – меланократовые порфиновые породы с витрофировой и гиалопилитовой основной массой и вкрапленниками плагиоклаза, An_{52-54} (20 %), авгита и диопсид-авгита Wo_{46} , En_{41} , Fs_{12} (12 %), оливина (10 %) и титан-магнетита с TiO_2 – 15–20 %. Для вулканических бомб (0,1...0,2 м) при аналогичных вкрапленниках отмечается гиалиновая основная масса с вулканическим стеклом (сидеромелан), переполненным кристаллитами типа спокулитов и лонгулитов. Отмечаются многочисленные микробомбы (лапилли), представляющие собой черные базальтовые стекла ($N=1,530...1,632$), с кристаллокластами пироксена, оливина, плагиоклаза.

Трахидолериты и эссекситы субвулканов – порфировые и порфировидные породы с интерсертально-долеритовой и офитовой структурами основной массы. Минералогический состав их представлен пла-

гиоклазом An_{58-68} (35–40 %), оливином, Fa_{18-20} (20 %), пироксеном (авгит, энстатит – 15–20 %), аноклазом (18–20 %), биотитом (1 %), магнетитом, апатитом и хлоритом. Отмечаются разности трахидолеритов с высоким (до 10 %) содержанием ильменита (пластовый интрузив Буровара). Последний представлен двумя генерациями: ранней – игольчатые кристаллы, образующие «рудную решетку», и поздней – редкие изометричные выделения, явно ксеноморфные к цветным минералам. В составе долеритового мезостазиса содержание аноклаза достигает 80 %.

Лейцитовые фонолиты (30–32 млн лет) – порфировые породы с трахитоидной основной массой и вкрапленниками санидина ($2V=-(30-44)$; $Or_{60,2} Ab_{37,0-23,6} An_{2,2-3,0}$), лейцита, плагиоклаза (An_{48-50}), менее титаноавгита, измененного оливина и единичных зерен роговой обманки, а также апатита, титан-магнетита. Лейцит во вкрапленниках встречается в шести- и восьмиугольных сечениях, обтекается микролитами основной массы. В отдельных индивидах устанавливаются мельчайшие включения с характерным зональным расположением. Часты сростки двух-трех индивидов. Лейцит в основной массе образует глазки и реже шестиугольные кристаллы (0,03...0,07 мм). Для пород характерна вариолитовая текстура, выражающаяся в наличии в основной массе коллоидально-конкреционных обособлений, представляющих собой при больших увеличениях тонкое переплетение игольчатых микролитов. Образование их, согласно Ф.Ю. Левинсон-Лессингу, вызывается быстрым затвердением расплава.

Петрохимическая характеристика. Петрохимическая характеристика вулканогенной формации Талышской зоны основана на более 100 силикатных анализах, из которых 60 выполнены по материалам автора (таблица) (в таблице проводится только 30 анализов).

Фигуративные точки составов породы формации на классификационной диаграмме Петрокомитета России [22] (рис. 3) главным образом сконцентрированы в поле щелочных и субщелочных серий. Причем по уровню щелочности доминирующее положение занимают щелочные базальтоиды первого комплекса. Породы второго комплекса в основном располагаются в поле субщелочной серии. Лейцитовые фонолиты этого комплекса характеризуются повышенным содержанием щелочных окислов, и точки состава этих пород на классификационной диаграмме сконцентрированы в поле щелочной серии (рис. 3).

Изучение петрохимических особенностей отдельных толщ формации показывает, что содержание породообразующих компонентов по мере перехода от одной толщи к другой изменяется, т. е. отражает характер дифференциации исходной субщелочной базальтовой магмы на различных уровнях земной коры.

Общие петрохимические черты вулканогенных формаций определяются недосыщенностью кремнеземом, низким содержанием TiO_2 , высокой щелочностью при $K/Na > 1$ и OL-Ne ассоциацией. В эволюции составов наблюдается последовательное уменьшение железа, магния, кальция и увеличение щелочности и

глинозема по мере возрастания кремнезема с преобладанием в конечных фазах калия. При этом в составе пород увеличиваются анортотлаз, санидин, появляе-

тся лейцит и повышается содержание титана в темноцветных минералах с появлением в лейцитовых фолонитах и габбро-сиенитах ильменита и сфена.

Таблица. Химический анализ пород эоценовой трахибазальт-трахиандезитбазальт-фонолитовой формации Талышской зоны (по [12])

Table. Chemical analysis of rocks Eocene trachybasalt-trachyandesite basalt-phonolite formation of the Talysh zone (according to [12])

Состав № ан.	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	ппп	Σ
1	52,40	0,16	23,26	2,16	1,75	0,36	2,46	4,21	5,11	2,34	0,21	5,66	100,08
2	51,46	0,37	22,33	3,36	2,75	0,16	3,75	6,32	3,34	2,23	0,16	4,25	99,50
3	54,76	0,10	19,36	1,86	1,75	0,11	1,84	6,75	3,46	4,57	0,26	4,68	99,50
4	55,48	0,06	20,21	1,38	2,16	0,12	1,76	5,47	3,75	4,82	0,38	4,61	100,20
5	48,81	1,19	14,71	2,10	6,80	0,14	7,67	9,21	3,15	2,23	0,52	3,34	99,87
6	42,0	1,82	9,61	0,09	12,0	0,17	12,65	19,36	0,62	0,24	0,29	0,64	99,44
7	49,74	0,94	19,43	2,51	4,73	0,16	3,66	8,84	4,75	2,36	0,28	2,42	99,82
8	48,49	0,70	17,20	4,67	3,36	0,16	4,36	9,01	4,51	3,94	0,45	3,54	100,39
9	50,31	1,10	17,36	4,63	3,26	0,18	3,21	9,31	4,23	4,26	0,37	1,46	99,68
10	47,50	0,91	13,90	5,19	3,80	0,17	5,92	9,50	3,46	5,12	0,31	3,74	99,52
11	45,33	0,65	16,32	4,23	4,83	0,21	6,38	8,48	5,82	3,42	0,25	3,78	99,70
12	50,98	0,91	14,70	2,41	6,78	0,17	5,27	4,85	0,60	8,80	0,43	3,75	99,25
13	50,21	0,56	16,46	3,36	4,23	0,23	4,32	6,73	4,24	5,43	0,25	3,28	99,30
14	48,20	1,11	15,46	3,23	6,16	0,17	7,33	7,63	3,74	3,86	0,33	2,73	99,95
15	48,34	0,68	12,54	3,01	6,39	0,15	12,31	7,27	2,85	3,55	0,44	2,67	100,27
16	48,83	0,97	17,25	4,29	5,57	0,15	7,28	9,38	1,90	3,88	0,40	2,56	100,46
17	48,03	0,96	16,66	2,05	8,31	0,11	6,48	9,03	2,48	2,57	0,39	2,73	99,80
18	50,59	0,87	16,40	4,27	3,91	0,16	3,90	7,82	2,85	4,94	0,40	3,10	99,30
19	47,79	1,30	16,35	7,94	3,36	0,16	3,89	9,11	3,52	2,94	0,69	2,08	99,13
20	52,26	0,88	19,37	3,38	2,12	0,17	2,13	6,25	3,20	5,60	0,28	3,86	99,50
21	50,99	0,88	18,03	5,83	3,30	0,21	2,09	9,31	4,55	3,37	0,23	1,80	100,50
22	54,20	0,69	19,25	2,79	2,73	0,12	1,75	7,50	4,21	4,07	0,54	2,23	100,08
23	53,20	0,84	17,18	2,98	2,74	0,13	2,93	4,83	5,17	3,48	0,65	4,64	99,37
24	52,60	0,93	18,23	3,47	2,71	0,71	3,13	4,52	3,81	4,01	0,83	4,15	99,10
25	51,68	1,18	19,11	3,46	3,92	0,11	4,10	5,27	3,08	5,01	0,78	2,85	100,55
26	50,87	0,98	16,22	4,26	5,19	0,18	7,43	8,19	2,82	2,82	0,25	0,38	99,59
27	49,30	0,76	18,80	3,90	5,01	0,22	5,10	8,50	3,04	2,72	0,26	1,75	99,38
28	49,60	1,44	16,01	4,59	5,86	0,16	4,41	9,41	2,81	3,31	0,18	1,68	100,06
29	49,64	1,12	16,25	3,82	6,38	0,17	6,30	7,55	2,85	3,22	0,44	1,55	99,79
30	56,19	0,85	16,98	3,25	2,76	0,09	2,51	1,69	1,93	9,60	0,55	2,60	99,0

Примечание: 1–4 – санидиновые туфы трахиандезитбазальтов, 5 – клинопироксенит, 6 – субщелочное габбро, 7–9 – анальцим-биотитовые и розовообманковые трахибазальты, 10 – абсарокит, 11 – иошонит, 12 – лейцитовый трахибазальт, 13, 14 – тефриты, 15, 16 – трахидолериты; 17, 18 – эссекситы, 19–21 – щелочные базальтоиды, 22, 23 – анальцимовый трахиандезитбазальт, 24, 25 – латит, 26 – субщелочной базальт, 27 – трахибазальт, 28 – трахиандезит, 29 – эссексит, 30 – эпилейцитовый фонолит.

Note: 1–4 – sanidine tuffs of trachyan-de-basalts, 5 – clino-pyroxenite, 6 – subalkaline gabbro, 7–9 – analcime-biotitite and horny debris trachybasalts, 10 – absarokite, 11 – shoshonite, 12 – leucite trachybasalt, 13, 14 – tephrites, 15, 16 – trachydolerites, 17, 18 – essexites, 19–21 – alkaline basaltoids, 22, 23 – analcime basalt trachyandesite, 24, 25 – latite, 26 – subalkaline basalt, 27 – trachybasalt, 28 – trachyandesite basalt, 29 – essexite, 30 – epileucite phonolite.

Так, трахибазальты позднего эоцена по отношению к таковым ранне-среднего отличаются повышенными содержаниями TiO₂ и пониженными Na₂O и K₂O, при близком соответствии в содержаниях Al₂O₃, ΣFeO, CaO и MgO. Подобная специфика вариаций петрохимических окислов в эволюционном развитии вулканизма за период от ранне-среднеэоценовой к позднеэоценовой стадиям свидетельствует об изменении составов исходных магматических расплавов и соответственно тектонических условий их проявления.

Необходимо отметить, что, если процесс дифференциации в ранне-среднем эоцене носил более четкий характер с первоначальным образованием более магнезиальных разностей пород (пикрит-трахибазальты), а в последующем более железистых (трахиандезиты и трахиандезитбазальты), то в порфировых трахиандезитах подобного накопления железа

не наблюдается. Данная петрохимическая особенность, очевидно, связана с длительностью перерыва в вулканизме, вызванного формированием мощной осадочно-туфогенной толщи, сопровождавшейся заложением и проявлением промежуточного очага среднего состава [21, 22].

Вулканизм в позднем эоцене был недифференцированным и носил контрастный характер, т. е. не сопровождался образованием средних разностей. Появление в позднем эоцене лейцитовых фонолитов, представляющих собой щелочную ветвь, и отсутствие переходных разностей свидетельствуют об автономном развитии витробазальтов и лейцитовых фонолитов, связанных, возможно, с процессом раннего расщепления исходного расплава в подкорковых условиях.

Итак, от ранних фаз проявления эоценового вулканизма к поздним изменение вещественного состава

по латерали выражено в проявлении более щелочных фаций с существенным преобладанием К над Na и с

большим соответствием дифференциатам шошонитовой серии.

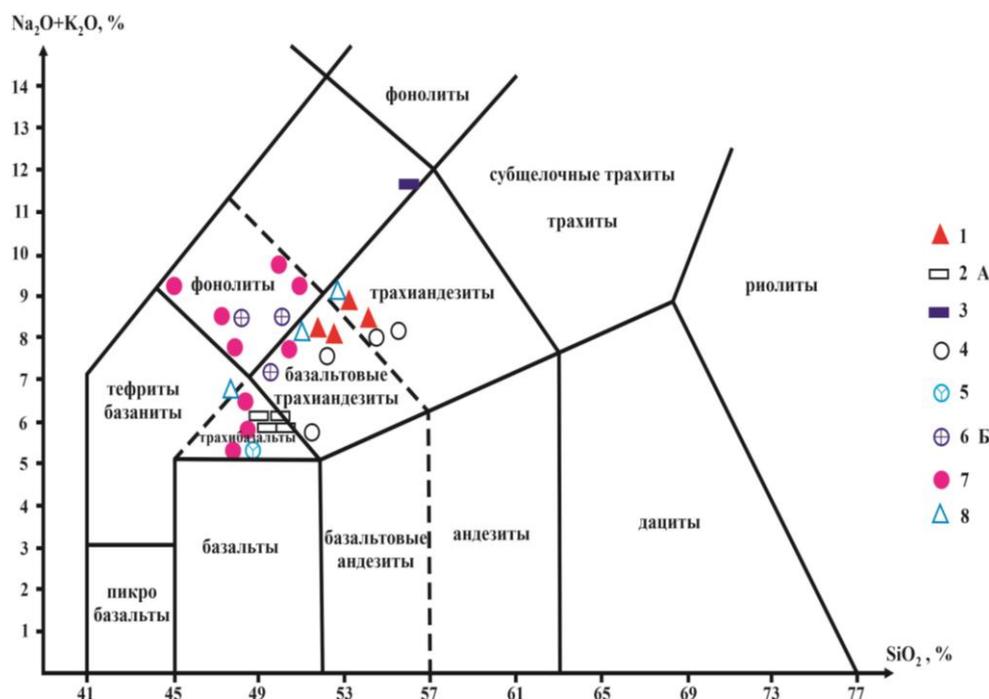


Рис. 3. Распределение ($\text{SiO}_2\text{--Na}_2\text{O}+\text{K}_2\text{O}$ %) на классификационной диаграмме [23] пород трахибазальт-трахиандезит-базальт-фониолитовой формации Талышской зоны. Абсарокит-шошонит-щелочнобазальтовый комплекс: 1 – анальцимовые санидиновые трахибазальтовые туфы; 2 – клинопироксены и субщелочные габброиды; 3 – анальцимовые, биотитовые и горнблендитовые трахибазальты; 4 – абсорокиты, шошониты, тeфриты, лейцитовые трахибазальты, трахидолериты, эссекситы; 5 – щелочные базальтоиды; Трахиандезит-базальт-фониолитовый комплекс: 6 – оливиновые лейцитовые, анальцимовые эссекситы; 7 – субщелочные базальты, трахибазальты, трахидолериты, эссекситы; 8 – лейцитовые фониолиты

Fig. 3. Distribution ($\text{SiO}_2\text{--Na}_2\text{O}+\text{K}_2\text{O}$ %) of the rocks of the trachybasalt-basalt-trachyandesite-phonolite formation of the Talysh zone on the classification diagram [23]. Absarokite-shosonite-alkaline basalt complex: 1 – analcimed sanidine trachybasalt tuffs; 2 – clinopyroxenes and subalkaline gabbroids; 3 – analcime, biotite and hornblendite trachybasalts; 4 – absorokites, shosonites, tephrites, leucite trachybasalts, trachydolerites, essexites; 5 – alkaline basaltoids; Trachian-desi-basalt-phonolite complex: 6 – olivine leucite, analcime essexites; 7 – subalkaline basalts, trachybasalts, trachydolerites, essexites; 8 – leucite phonolites

Тектономагматическая эволюция эоценового вулканизма Талыша. Проведенные геолого-тектонические исследования показывают, что Талышская зона является западным и северо-западным продолжением Эльбурсской складчатой системы Ирана, которая расположена между Пальмиро-Абшеронским и Сейфирудским разломами. Зона испытала сложный путь эволюции от Палеотетиса через Мезотетис к коллизионному этапу развития.

На рубеже позднего палеоцена и начала эоцена отмеченная зона испытывала интенсивные поднятия и складчатость, в результате чего формировался структурный этаж. В этой геодинамической обстановке произошло расчленение всех продольных складчатых структур Талышской зоны и осложнение поперечными поднятиями и прогибами. На ранне-эоценовой стадии расчленения доэоценового фундамента, поперечные разломы являлись поставщиками слабодифференцированного субщелочного оливин-базальтового расплава к земной поверхности. Другими словами, формируются вулканы промежуточной и поздней фазы раннеэоценового вулканизма, сло-

женные субщелочными базальтами, трахибазальтами, абсоракитами, шошонитами, эссекситами, анальцимовыми и лейцитовыми базальтами. Они перекрывают эродированные поверхности дислоцированных отложений палеоцена. Над вулканидами раннего эоцена расположены вулканы ранней фазы позднего эоцена, которые представлены чередованием лав и пирокластов латитов и трахиандезитов.

Наличие порфировых минералов, а также наличие ксенолитов включений и минералов, обнаруженных в составе пород раннеэоценового вулканизма, позволяют допустить, что исходный субщелочной оливин-базальтовый расплав при подъеме к верхним структурным этажам земной коры задерживался в разно-глубинных промежуточных очагах.

По-видимому, позднепалеоцен-раннеэоценовые магнаподводящие поперечные разломы поэтапно раскрыли разноглубинные промежуточные очаги. Относительно более глубокие поперечные разломы пересекали все палеоценовые и частично верхнемеловые туфогенно-осадочные и терригенно-карбонатные комплексы [24, 25].

Следующие процессы активизации данных поперечных разломов происходили несколько позже, по видимому, в раннеэоценовое время. Отмеченный вышеуказанный расплав в этом этапе в промежуточном очаге не испытывал существенной кристаллизации и дифференциации. Об этом свидетельствует и относительная слабодифференцированность пород промежуточной и поздней фаз раннеэоценового вулканизма. Однако отсутствие здесь среднеэоценовых туфогенно-осадочных и вулканогенных образований говорит о том, что в результате среднеэоценовой трансгрессии поперечные прогибы испытывали локальные сжатия и поднятия. На ранней стадии позднеэоценового подэтапа развития здесь происходило формирование пород толщи мегаплагиопорфировых трахиандезитобазальтов.

В конце верхнего эоцена на северном и северо-западном отрезках зоны образуются разобщенные, изолированные прогибы, которые в последующем заполняются туфогенными, туфогенно-осадочными и нормально осадочными туфопесчаниками, туфоалевролитами, песчаниками, алевритами и аргиллитами. При этом в ряде изолированных бассейнов происходило формирование однородных субщелочных базальтоидов. Здесь субщелочные базальтоиды слабодифференцированы и преобладают эффузивно-субвулканические фации, а породы пирокластической фации в ничтожном количестве.

Проведенный геолого-петрологический анализ показывает, что здесь промежуточные очаги находились в более глубоких условиях – 20–25 км. После верхнеэоцена, в начале олигоцена, в Талышской зоне происходит поднятие и образуется складчатость, в результате которой формируется эоценовый структурный этаж.

На данном подэтапе развития Талышской зоны формировались субщелочные ультраосновные интрузивы. В условиях сжатия более плотный субщелочной, ультраосновной расплав среди туфогенно-осадочных комплексов палеоцена и эоцена локализовался между пластами преимущественно в виде силл, лакколлитов и пластообразных интрузивных тел.

Закономерности локализации рудных и нерудных полезных ископаемых Талышской зоны. Из вышеприведенных геолого-тектонических и магматических факторов видно, что рассматриваемая зона является потенциально рудоносной. Здесь можно отметить лишь несколько рудных и нерудных проявлений и месторождений. К числу рудных месторождений и проявлений относятся Курлинское железо-арсенское, Дузабельское барит-полиметаллическое, Междарское медное, Гамаратское медно-никелевое, а также титаномагнетитовые пески и др. К месторождениям нерудных полезных ископаемых относятся Шандан-Галасинское и Астаринское цеолитовые месторождения, Кашкахалское, Тазакендское проявления исландского шпата и др.

Рудные месторождения и проявления зоны сосредоточены на узлах пересечения поперечных и продольных разломов. В ряде случаев они контролируются региональными продольными разломами. В

зоне разломов вмещающие породы разрыхлены, брекчированы, лимонитизированы, каолинизированы, окварцованы, прорезаны разнонаправленными тонкими кальцит-кварцевыми прожилками и неравномерно пиритизированы, малахитизированы. Гидротермальному изменению были подвергнуты вулканы раннего эоцена. Гидротермально-измененная зона прослеживается на расстоянии более 100 м при мощности 30–40 м.

Оруденение, в виде вкрапленностей пирита, примазок малахита и азурита, распространено по всей зоне неравномерно, так как интенсивное рудопроявление имело место в участках зоны, где произошло сильное окварцевание и аргиллизация, которые, в свою очередь, указывают на проявление поствулканического гидротермального метасоматизма.

Цеолитосодержащие породы развиты в туфогенно-осадочных толщах среднего эоцена. В этих породах наблюдаются осадочно-диагенетический анальцит, натролит, эпигенетический ломонтит, а также розовый гейландит, образующий таблитчатые кристаллы с сильным перламутровым блеском.

Наряду с указанными типами цеолитов широко распространены также цеолиты, связанные с эоценовым субщелочным базальтоидным вулканизмом, где они представлены гистермагматическим и гидротермальными типами.

В зоне выявлен также ряд проявлений исландского шпата. Кальцитовые жилы приурочены к вулканикам среднего эоцена, представлены потоками андезитов и их агломератовыми туфами, брекчиями. Жилы мощностью 25–40 см прослеживаются на расстоянии до 20 м. Встречаются также пустоты, содержащие кристаллы исландского шпата. Размер кристаллов в основном от 1×1×0,5 до 2×2×3 см.

Выводы

1. В строении Талышской мегазоны выделяются структурные этажи, соответствующие предколлизийному (мел-эоцен) и коллизийному (олигоцен-миоцен) периодам развития региона.
2. Каждый выделенный структурный этаж характеризует определенный этап развития Талышской зоны.
3. После кампан-маастрихской нивелировки рельефа и формирования палеоценовых бассейнов активизируются поперечные разломы, в результате чего осложняется геолого-тектоническая обстановка Талышской зоны.
4. После палеоцена и середины раннего эоцена антиклинории Талышской зоны расчленились поперечными разломами на отдельные горсты и грабены.
5. От ранних фаз проявления эоценового вулканизма к поздним изменение вещественного состава по латерали выражено в проявлении более щелочных фаций с существенным преобладанием К над Na и с большим соответствием дифференциатам шошоновитовой серии.
6. На рубеже верхнего эоцена и начала олигоцена в связи с поднятием проницаемость магмаподводящих разломов уменьшается, что приводит к затруднению подъема более плотного субщелочного

ультраосновного расплава в верхние горизонты земной коры, в результате чего происходит формирование субщелочных интрузивных массивов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геология Азербайджана // под ред. академика А.А. Ализаде. – Баку: Нафта-Пресс, 2005. – Т. 4. Тектоника. – 505 с.
2. Pilchin A.N., Eppelbaum L.V. Plate tectonics and earth evolution: a conceptual review // ANAS Transactions, Earth Sciences, Geology and geophysics. – 2020. – № 2. – P. 3–32.
3. Хаин В.Е. Основные этапы тектономагматического развития Кавказа // Опыт геодинамической интерпретации. – 1975. – № 1. – P. 13–27.
4. Зоненшайн Л.П., Кузмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. – М.: Недра, 1990. – 328 с.
5. Onset of subduction as the cause of rapid Pliocene-Quaternary subsidence in the South Caspian basin / M.B. Allen, L. Anderson, S. Jones, A. Ismail-Zadeh, M. Simmons // Geology. – 2002. – V. 30. – № 9. – P. 775–778.
6. Onset of Maikop sedimentation and cessation of Eocene arc volcanism in the Talysh Mountains, Azerbaijan / A. Van der Boon, K.F. Kuiper, G. Villa, W. Renema // Geological Society London Special Publications. – 2015. – V. 428 (1). – P. 145–169. DOI: 10.1144/SP428.3
7. Provenance patterns in a neotectonic basin: Pliocene and Quaternary sediment supply to the Caspian / A. Morton, M. Allen, M. Simmons, F. Spathopoulos, J. Still, D. Hinds, A. Ismail-Zadeh, S. Kroonenberg // Basin Research. – 2003. – V. 15. – P. 321–337.
8. Лордкипанидзе М.Б. Альпийский вулканизм и геодинамика центрального сегмента Средиземноморского складчатого пояса. – Тбилиси: Мецниереба, 1980. – 162 с.
9. Petrogeochemical features of the neogene collision volcanism of the Lesser Caucasus (Azerbaijan) / N. Imamverdiyev, M. Gasanguliyeva, V. Kerimov, U. Kerimli // Journal of Geology, Geography and Geoecology. – 2020. – № 29 (2). – P. 289–303.
10. Алиев Р.Э., Бабаев Н.И., Мамедов М.Н. Геологическое строение и магматизм Талыш-Таромской зоны. – Баку: Изд-во АГНА, 2009. – 168 с.
11. Мамедов М.Н. Петрология и геохимия позднемиоценовых и эоценовых магматических формаций Малого Кавказа и Талыша. – Баку: Нафта-Пресс, 1999. – 400 с.
12. Азизбеков Ш.А., Багиров А.Э., Исмаил-заде А.Д. Тектоническое строение Талыша и его связь с Эльбурсом и Малым Кавказом // Геотектоника. – 1971. – № 3. – P. 74–86.
13. Рустамов М.И. Южнокаспийский бассейн: геодинамические события и процессы. – Баку: Нафта-Пресс, 2005. – 344 с.
14. Казымова С.Э., Казымов И.Э. Геодинамика Талышского региона по данным механизмов очагов землетрясений и GPS-станций // Геология и геофизика Юга России. – 2020. – № 10 (3). – С. 40–56.
15. Мамедов М.Н., Бабаева Г.Дж. Геохимия и минералогия субщелочных ультраосновных интрузивов Талышской зоны. – Баку: Нафта-Пресс, 2001. – 183 с.
16. Керимов В.М. Петрология и минеральный парагенезис трахибазальт-трахиандезит-фонолитовой формации Талышской зоны: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Баку, 2007. – 22 с.
17. Гугушвили В.И. Поствулканический процесс в древних островных дугах и интрадуговых рифтах. – Тбилиси: Мецниереба, 1980. – 122 с.
18. Карякин Ю.В. Геодинамика формирования вулканических комплексов Малого Кавказа. – М.: Недра, 1989. – 130 с.
19. Геология Азербайджана // под ред. академика А.А. Ализаде. – Баку: Нафта-Пресс, 2001. – Т. 3. Магматизм. – 434 с.
20. The Paleogene evolution and sedimentary fill of the South Caspian Basin: insights from the Talysh of the Southern Azerbaijan / St. Vincent, M. Allen, A. Ismail-Zadeh, R. Flecker // American geological Survey. – 2005. – V. 117 (11) – P. 1513–1533. DOI: 10.1130/B25690.1
21. Керимов В.М. Условия генерации субщелочных и щелочных базальтоидных серий Талыша // Уральский геологический журнал. – 2020. – № 3 (135). – С. 35–43.
22. Керимов В.М. Минеральные парагенезисы и стадийность кристаллизации позднемиоценовых и эоценовых магматических комплексов Малого Кавказа и Талыша // Уральский геологический журнал. – 2020. – № 5 (137). – С. 50–58.
23. A chemical classification of volcanic rocks based on the total alkali-silica (TAS) diagram / M.J. le Bas, R.W. le Maitre, A. Streckeisen, B. Zanettin // Journal Petrology. – 1986. – V. 27. – P. 745–750.
24. Mohajjel M., Fergusson C.L., and Sahandi M.R. Cretaceous–Tertiary convergence and continental collision, Sanandaj–Sirjan Zone, western Iran // Journal of Asian Earth Sciences. – 2003. – № 21. – P. 397–412.
25. Moritz R., Ghazban F., Singer B.S. Eocene gold ore formation at Muteh, Sanandaj–Sirjan tectonic zone, Western Iran: a result of late-stage extension and exhumation of metamorphic basement rocks within the Zagros Orogen // Economic Geology. – 2006. – V. 101. – P. 1497–1524.

Поступила 01.12.2020 г.

Информация об авторах

Керимов В.М., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности.

UDC 549.032

TECTONOMAGMATIC EVOLUTION OF THE EOCENE VOLCANISM OF THE TALYSH ZONE (AZERBAIJAN)

Vagif M. Karimov,
vaqifkerimov1968@gmail.com

Azerbaijan State Oil and Industry University,
34, Azadlig avenue, Baku, AZ1101, Azerbaijan.

The relevance. At present, the question arises of the need to clarify the typomorphic features of magmatic complexes, as factors that determine the geodynamic regimes of their formation and to clarify the potential ore content. In this regard, the article examines the features of the Talysh magmatic complexes, which makes it possible to elucidate the tectonomagmatic evolution of this complexly constructed region in the Caucasus.

Purpose of research is to clarify the tectonomagmatic evolution of the Eocene volcanism of the Talysh zone within Azerbaijan.

Objects: Eocene volcanism, volcanogenic trachybasalt-trachyandesite-basalt-phonolite formation, petrochemical composition of rocks, evolution of the primary melt.

Methods: petrographic studies of rocks, chemical composition of rocks by X-ray spectral analysis, isolation of magmatic complexes. In addition, the results of analyzes of the studied samples for petrogenic elements were used, both published in the literature and obtained by X-ray fluorescence analysis on a multichannel X-ray spectrometer SRM-25 at the Institute of Geology and Geophysics, Baku. Minerals were analyzed on a JXA-8200 JEOL (Japan) electron microprobe at the Karpinsky All-Russian Geo-logical Research Institute (St. Petersburg).

Results. The analysis of the conducted studies shows that during the period from the Paleozoic to the Quaternary, inclusive, in the development of the structures of the Talysh fold zone, there is a certain sequence in its inception. In the structure of the zone, there are structural stages corresponding to the pre-collisional (Cretaceous–Eocene) and collisional (Oligocene–Miocene) periods of the region's development. Paleogene volcanic formations of Talysh make up the southeastern segment of the northern volcanoplutonic belt, in the structure of which the volcanic trachybasalt-basaltic trachyandesite-phonolite (Early-Middle and Late Eocene) and intrusive subalkaline ultrabasic (Late Eocene–Oligocene) formations are distinguished. The volcanic formation includes two complexes: (Early-Middle Eocene) absarokite-shoshonite-alkaline basaltic and (Late Eocene) basaltic trachyandesite-phonolite. The petrographic and petrochemical characteristics of the volcanic rocks that make up the first formation are given. It was found that if the process of differentiation in the Early-Middle Eocene had more distinct character with the initial formation of more magnesian rock varieties (picrite-trachybasalts), and subsequently more ferruginous (trachyandesites and basaltic trachyandesites), then such accumulation of iron is not observed in porphyry trachyandesites. This petrochemical feature is obviously associated with the duration of the break in volcanism caused by the formation of a thick sedimentary-tuffaceous sequence, accompanied by the formation and manifestation of an intermediate chamber of average composition. Volcanism in the Late Eocene was undifferentiated and had a contrasting character, i. e. was not accompanied by the formation of average differences. The appearance in the Late Eocene of leucite phonolites, which are an alkaline branch, and the absence of transitional differences indicate the autonomous development of vitrobasalts and leucite phonolites, possibly associated with the process of early decomposition of the initial melt under subcrustal conditions. It is concluded that from the early phases of the manifestation of Eocene volcanism to the later, the change in the material composition laterally is expressed in the manifestation of more alkaline facies with a significant predominance of K over Na and with a greater correspondence to the differentiates of the Shoshonite series.

Key words:

Talysh zone, Eocene volcanism, tectonomagmatic evolution, volcanogenic formation, subalkaline, alkaline series, structural stages.

REFERENCES

1. *Geologiya Azerbajdzhana* [Geology of Azerbaijan]. Ed. by academician A.A. Alizade. Baku, Nafta-Press, 2005. Vol. 4, Tectonics, 505 p.
2. Pilchin A.N., Eppelbaum L.V. Plate tectonics and earth evolution: a conceptual review. ANAS Transactions, Earth Sciences. *Geology and geophysics*, 2020, no. 2, pp. 3–32.
3. Khain V.E. Osnovnye etapy tektono-magmaticheskogo razvitiya Kavkaza [The main stages of the tectonic-magmatic development of the Caucasus]. *Experience of geodynamic interpretation*, 1975, no. 1, pp. 13–27.
4. Zonenshayn L.P., Kuzmin M.I., Natapov L.M. *Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR* [Tectonics of lithospheric plates in the USSR]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 328 p.
5. Allen M.B., Anderson L., Jones S., Ismail-Zadeh A., Simmons M. Onset of subduction as the cause of rapid Pliocene-Quaternary subsidence in the South Caspian basin. *Geology*, 2002, vol. 30, no. 9, pp. 775–778.
6. Van der boon A., Kuiper K.F., Villa G., Renema W. Onset of Maikop sedimentation and cessation of Eocene arc volcanism in the Talysh Mountains, Azerbaijan. *Geological Society London Special Publications*, 2015, vol. 428, pp. 145–169. DOI: 10.1144/SP428.3
7. Morton A., Allen M., Simmons M., Spathopoulos F., Still J., Hinds D., Ismail-Zadeh A., Kroonenberg S. Provenance patterns in a neotectonic basin: Pliocene and Quaternary sediment supply to the Caspian. *Basin Research*, 2003, vol. 15, pp. 321–337.
8. Lordkipanidze M.B. *Alpiyskiy vulkanizm i geodinamika tsentralnogo segmenta Sredizemnomorskogo skladchatogo poyasa* [Alpine volcanism and geodynamics of the central segment of the Mediterranean fold belt]. Tbilisi, Metsniereba Publ., 1980. 162 p.
9. Imamverdiyev N., Gasanguliyeva M., Kerimov V., Kerimli U. Petrogeochemical features of the neogene collision volcanism of the Lesser Caucasus (Azerbaijan). *Journal of Geology, Geography and Geoecology*, 2020, no. 29 (2), pp. 289–303.
10. Aliev R.E., Babaev N.I., Mamedov M.N. *Geologicheskoe stroenie i magmatizm Talysh-Taromskoy zony* [Geological structure and magmatism of the Talysh-Tarom zone]. Baku, AGNA Publ. house, 2009. 168 p.
11. Mamedov M.N. *Petrologiya i geokhimiya pozdnelovoykh i eotsenovykh magmaticheskikh formatsy Malogo Kavkaza i Talysha* [Petrology and geochemistry of the Late Cretaceous and Eocene magmatic formations of the Lesser Caucasus and Talysh]. Baku, Nafta-Press Publ. house, 1999. 400 p.
12. Azizbekov Sh.A., Bagirov A.E., Ismail-zade A.D. Tektonicheskoe stroenie Talysha i ego svyaz s Elbursom i Malym Kavkazom [Tectonic structure of Talysh and its connection with Elburs and the Lesser Caucasus]. *Geotectonics*, 1971, no. 3, pp. 74–86.
13. Rustamov M.I. *Yuzhnokaspiyskiy basseyn: geodinamicheskie sobytiya i protsessy* [South Caspian basin: geodynamic events and processes]. Baku, Nafta-Press, 2005. 344 p.

14. Kazimova S.E., Kazimov I.E. Geodynamics of the Talysh region according to the data of earthquake source mechanisms and GPS-stations. *Geology and Geophysics of the South of Russia*, 2020, no. 10 (3), pp. 40–56. In Rus.
15. Mamedov M.N., Babaeva G.D. *Geokhimiya i mineralogiya subshchelochnykh ultraosnovnykh intruzivov Talyshskoy zony* [Geochemistry and mineralogy of subalkaline ultrabasic intrusions of the Talysh zone]. Baku, Nafta-Press, 2001. 183 p.
16. Kerimov V.M. *Petrologiya i mineralny paragenesis trakhibasalt-trakhiandezit-fonolitovoy formatsii Talyshskoy zony*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Petrology and mineral paragenesis of the trachybasalt-trachyandesite-phonolite formation of the Talysh zone. Cand. Diss. Abstract]. Baku, 2007. 22 p.
17. Gugushvili V.I. *Postvulkanicheskiy protsess v drevnikh ostrovnykh dugakh i intradugovykh riftakh* [Postvolcanic process in ancient island arcs and intra-arc rifts]. Tbilisi, Metsniereba Publ., 1980. 122 p.
18. Karyakin Yu.V. *Geodinamika formirovaniya vulkanicheskikh kompleksov Malogo Kavkaza* [Geodynamics of formation of volcanic complexes in the Lesser Caucasus]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 130 p.
19. *Geologiya Azerbaydzhana* [Geology of Azerbaijan]. Ed. by academician A.A. Alizade. Baku, Nafta-Press, 2001. Vol. 3. Magmatism, 434 p.
20. Vincent St., Allen M., Ismail-Zadeh A., Flecker R. The Paleogene evolution and sedimentary fill of the South Caspian Basin: insights from the Talysh of the Southern Azerbaijan. *American geological Survey*, 2005, vol. 117 (11), pp. 1513–1533. DOI: 10.1130/B25690.1
21. Kerimov V.M. Conditions for the generation of subalkaline and alkaline basaltoid series in Talysh. *Ural Geological Journal*, 2020, no. 3 (135), pp. 35–43. In Rus.
22. Kerimov V.M. Mineral parageneses and stages of crystallization of the Late Cretaceous and Eocene magmatic complexes of the Lesser Caucasus and Talysh. *Ural Geological Journal*, 2020, no. 5 (137), pp. 50–58. In Rus.
23. Le Bas M.J., Le Maitre R.W., Streckeisen A., Zanettin B. A chemical classification of volcanic rocks based on the total alkali-silica (TAS) diagram. *Journal Petrology*, 1986, vol. 27, pp. 745–750.
24. Mohajjel M., Fergusson C.L., Sahandi M.R. Cretaceous–Tertiary convergence and continental collision, Sanandaj–Sirjan Zone, western Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2003, no. 21, pp. 397–412.
25. Moritz R., Ghazban F., Singer B.S. Eocene gold ore formation at Muteh, Sanandaj–Sirjan tectonic zone, Western Iran: A result of late-stage extension and exhumation of metamorphic basement rocks within the Zagros Orogen. *Economic Geology*, 2006, vol. 101, pp. 1497–1524.

Received: 1 December 2020.

Information about the authors

Vagif M. Karimov, Cand. Sc., associate professor, Azerbaijan State Oil and Industry University.

УДК 622.245.5

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА

Некрасова Ирина Леонидовна¹,
Irina.Nekrasova@pnn.lukoil.com

Хвощин Павел Александрович¹,
Pavel.Khvoschin@pnn.lukoil.com

Казаков Дмитрий Александрович¹,
Dmitrij.Kazakov@pnn.lukoil.com

Торопицына Ирина Сергеевна¹,
Irina.Borovkova@pnn.lukoil.com

Гаршина Ольга Владимировна¹,
Olga.Garshina@pnn.lukoil.com

Предеин Андрей Александрович¹,
Andrej.Predein@pnn.lukoil.com

¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а.

Актуальность. Основные изменения геохимических характеристик образцов породы на стадии отбора керна связаны с необоснованным выбором типа и показателей свойств промывочной жидкости, на стадии хранения – с низким качеством керноизолирующей жидкости. С целью получения представительного керна требуемого качества, обладающего необходимой геологической информативностью, актуально обоснование состава и показателей свойств промывочных и керноизолирующих жидкостей, а также других параметров технологического процесса бурения.

Цель: определить и предложить критерии выбора состава и показателей свойств буровых растворов и керноизолирующих жидкостей, используемых для отбора керна, в зависимости от горно-геологических условий применения.

Объекты: буровые растворы на водной и углеводородной основе, безводные буровые растворы, керноизолирующие жидкости.

Методы: анализ и систематизация российского и зарубежного опыта теоретических и практических исследований в области отбора керна, фильтрационные, реологические и другие методы исследования, предусмотренные ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) и ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011).

Результаты. Представлен анализ мирового опыта применения буровых растворов и керноизолирующих жидкостей в различных горно-геологических условиях бурения. Определены наиболее перспективные типы буровых растворов для отбора керна и керноизолирующих жидкостей с точки зрения сохранения исходных свойств отбираемой породы. Предложен алгоритм выбора типа и компонентного состава буровых растворов, используемых для отбора керна, в зависимости от целей работ, категории пород по трудности отбора керна и видов геохимических исследований.

Ключевые слова:

Отбор керна, буровой раствор на водной основе, буровой раствор на углеводородной основе, керноизолирующая жидкость, геохимические исследования керна.

Введение

Керн является наиболее достоверным инструментом для изучения и подтверждения геологического строения нефтяных и газовых месторождений, уточнения результатов геологоразведочных работ. На основании данных по пористости, проницаемости, гранулометрическому составу, удельной поверхности, карбонатности, сжимаемости, насыщенности керна нефтью, газом и водой получают информацию о структуре, физико-механических и физико-химических свойствах продуктивных пластов. Отбор керна является сложной технологической операцией, требующей значительных финансовых и временных затрат, именно поэтому очень важно сохранить нативные свойства геологического материала.

Основные изменения геохимических характеристик образцов породы на стадии отбора керна связаны с необоснованным выбором типа и показателей

свойств промывочной жидкости, на стадии хранения – с низким качеством керноизолирующей жидкости. С целью получения представительного керна требуемого качества, обладающего необходимой геологической информативностью, актуально обоснование состава и показателей свойств промывочных и керноизолирующих жидкостей, а также других параметров технологического процесса бурения.

Обзор опыта применения буровых растворов для отбора керна

От компонентного состава и фильтрационных свойств промывочной жидкости, используемой на этапе отбора, во многом зависит изменение естественной флюидонасыщенности керна. Буровые растворы на водной основе и прямые эмульсии (эмульсии «масло в воде»), состав фильтрата которых представлен водной фазой, приводят к увеличению значе-

ния водонасыщенности керна. В то время как газообразные промывочные агенты, буровые растворы на углеводородной основе и обратные эмульсии (эмульсии «масло в воде») к изменению водонасыщенности керна в большинстве случаев не приводят [1].

Буровые растворы на водной основе (РВО) являются наиболее распространенным видом промывочных жидкостей на всех этапах строительства скважин, включая и отбор керна [2]. В настоящее время для отбора керна используют как специально разработанные рецептуры РВО [3], так и традиционные промывочные жидкости после их модификации различными реагентами (обработка гидрофобизатором, понизителем фильтрации, мелкодисперсными кольматантами и др.) [4–6]. Данная практика наиболее распространена при бурении разведочных скважин, когда затраты на доставку дополнительных материалов, необходимых для приготовления специальной керноотборной жидкости, чрезмерно высоки. При использовании РВО для отбора керна особое внимание уделяется контролю показателя фильтрации, в том числе при высокой температуре и высоком давлении (НТНР – high temperature and high pressure) и толщине фильтрационной корки. Несмотря на широкую практику применения РВО для отбора керна, многие авторы [1, 7, 8] высказывают опасение, что даже при условии достижения такими системами низких значений фильтрационных характеристик, контакт керна с РВО неизбежно приводит к нарушению сохранности его свойств. Это происходит как при подъеме керна на дневную поверхность, так и при транспортировке к месту дальнейшего анализа.

Анализ мирового опыта применения промывочных жидкостей показывает устойчивую тенденцию роста объемов применения для отбора керна буровых растворов на углеводородной основе (РУО) [9]. При использовании растворов данного типа в породе под действием перепада давления фильтруется углеводородная жидкость либо эмульсия «вода в масле», родственные пластовой нефти и, в большинстве случаев, исключают процессы эмульсообразования и выпадения осадков в нефтенасыщенной части пород.

Авторы работ [7, 8, 10, 11] утверждают, что использование РУО для отбора керна способно сохранить его естественную водонасыщенность и проницаемость: изменение флюидонасыщенности порового пространства керна ограничивается частичным вы-

теснением нефти, выделяющимся из неё газом и возможными незначительными потерями остаточной воды в процессе дегазации. Для обеспечения точности лабораторных исследований проб пород состав фильтра бурового раствора для отбора керна должен существенно отличаться от состава пластового флюида. Поэтому, как и для водных систем буровых растворов, особые требования выдвигаются к химическому составу углеводородной основы РУО и показателю фильтрации НТНР. В настоящее время РУО для отбора керна имеются в арсенале многих ведущих сервисных компаний. Так, линейка специальных рецептур РУО для отбора керна (растворы серий Trucore, Versa) разработана компанией M-I SWACO [12]. Компания Baroid предлагает производить отбор керна на безглинистых инвертно-эмульсионных буровых растворах ACCOLADE, INNOVERT, INTERGRADE [13]. Указанные системы буровых растворов выделяются на фоне традиционных РУО отсутствием в их рецептуре органофильного бентонита, способного кольматировать поровое пространство породы, что снижает их негативное воздействие на свойства керна.

Следует отметить, что применение традиционных буровых растворов для отбора керна, как на водной, так и на углеводородной основе, может приводить к нарушению (изменению) его остаточной водонасыщенности, что, в свою очередь, затрудняет интерпретацию данных по нефтенасыщенности продуктивного пласта, получаемых в ходе исследования отобранного керна материала. Так, авторы работы [14] отмечают, что системы буровых растворов с низким значением показателя фильтрации позволяют минимизировать проникновение раствора в керн, но смачиваемость породы и ее флюидонасыщенность могут изменяться при протivotочном проникновении фильтра бурового раствора и/или его диффузии до начала анализа керна.

Использование РУО с минимальным содержанием воды (не более 3 %) либо полностью безводных систем способно обеспечить сохранение естественного соотношения подвижных флюидов в кернавом материале [15]. Сводная информация по функциональному назначению и химической природе реагентов, используемых в современных рецептурах безводных буровых растворов, подготовленная на основании анализа литературных источников [16–18], приведена в табл. 1.

Таблица 1. Реагенты, используемые в рецептурах безводных буровых растворов

Table 1. Reagents used in waterless drilling fluid formulations

Функциональное назначение реагентов Functional purpose of reagents	Химическая природа реагентов Chemical nature of reagents
Углеводородная основа Oil base	Дизельное топливо, минеральные масла, безводная нефть Diesel fuel, mineral oils, anhydrous oil
Эмульгатор/Emulsifier	Жирные кислоты + известь, амиды и имиды жирных кислот Fatty acids + lime, amides and imides of fatty acids
Структурообразователь Rheology modifier	Органофильный бентонит (во многих рецептурах совместно с полярной активирующей добавкой), соли жирных кислот Organophilic bentonite (in many muds together with a polar activating additive), fatty acid salts
Понизитель фильтрации Filtration modifier	Гильсонит, сульфированный/окисленный битум, полимерные реагенты на основе модифицированного латекса Gilsonite, sulfonated/oxidized bitumen, polymer reagents based on modified latex
Утяжелитель Weighting agent	Разнофракционный карбонат кальция, барит Multi-factional calcium carbonate, barite

В целом по результатам обзора можно отметить отсутствие единого подхода со стороны геологических служб и разработчиков буровых растворов к регламентированию требований к составу и показателям свойств буровых растворов, используемых для отбора керна.

Методические подходы к выбору типа и показателей свойств буровых растворов для отбора керна

В условиях многообразия существующих рецептур буровых растворов, перед специалистами проектных и геологических организаций встает проблема выбора компонентного состава и показателей свойств бурового раствора для отбора керна в конкретных геологических условиях месторождения [19–21].

При обосновании выбора компонентного состава бурового раствора для отбора керна должны учитываться следующие критерии:

- цели отбора керна и конкретный перечень планируемых геохимических анализов керна;
- литологический состав пород в интервале отбора керна, в том числе классификация пород по категориям буримости;

- наличие/отсутствие и виды осложнений при строительстве предыдущих скважин на конкретном месторождении или в аналогичных геологических условиях бурения.

На основании многолетних исследований и опыта работы Всесоюзный научно-исследовательский институт буровой техники подразделил все горные породы на 4 категории по трудности отбора керна, при этом под термином «трудность отбора керна» подразумевается способность породы сохранять исходную структуру образца керна в процессе его выбуривания и подъема на дневную поверхность [22]. Наибольшую трудность в сохранении керна и его максимального выноса вызывает отбор в рыхлых, набухающих, перемятых горных породах, растворяющихся в промышленной жидкости.

Требования к выбору типа бурового раствора для отбора керна в зависимости от категории буримости пород приведены в табл. 2.

Таблица 2. Выбор бурового раствора в зависимости от категории горных пород по трудности отбора керна
Table 2. Choice of drilling fluid depending on the category of rocks by the difficulty of coring

Категория пород по буримости (ВНИИБТ) Rock category by drillability (VNIIBT)	Краткая характеристика горных пород Brief description of rocks	Рекомендуемый тип бурового раствора для отбора керна Recommended type of drilling mud for core sampling
I	Связные, монолитные и слаботрещиноватые Cohesive, monolithic and slightly fractured	Буровой раствор на водной основе с ограниченной фильтрацией Water-based drilling mud with limited filtration
II	Связные, средне и сильнотрещиноватые; склонные к систематическому самозаклиниванию. Не размываемые, но разрушаемые потоком на кусочки по трещинам. Разрушаемые вибрациями керноотборного инструмента Connected, medium and strongly fractured; prone to systematic self-jamming. Not eroded, but destroyed by the flow into pieces along the cracks. Destroyed by vibrations of the core-collecting tool	Высокоингибированный буровой раствор на водной основе с комплексом микрокоагулянтов Highly inhibited water-based drilling mud with a complex of microcolmatants
II–III	Растворимые соли, засолоненный коллектор Soluble salts, blocked collector	Соленасыщенный буровой раствор на водной основе Water-based unsaturated drilling mud
III	Слабосвязные. Легко разрушаемые или размываемые потоком, а также с набухающими глинистыми частицами Weakly connected. Easily destroyed or eroded by the flow, as well as with swollen clay particles	Буровой раствор на углеводородной основе Oil-based drilling mud
IV	Слабосвязные, несвязные, рыхлые, сыпучие, плавучи. Размываемые потоком жидкости Weakly connected, incoherent, loose, quicksand. Eroded by fluid flow	Буровой раствор на углеводородной основе, плотность которого рассчитана по результатам построения геомеханической модели устойчивости пород Oil-based drilling mud, the density of which is calculated based on the results of the rock stability geo-mechanical model

При отборе керна в интервалах, представленных породами III категории буримости и содержащими в своем составе гидратируемые глинистые минералы, склонные к набуханию и диспергированию, предъявляются повышенные требования к ингибирующим свойствам бурового раствора с целью предотвращения изменения физико-химических свойств керна и сохранения устойчивости стенок на всем протяжении отбора керна и последующего бурения. Если на месторождении (либо в аналогичных геологических условиях) имеется отрицательный опыт бурения скважин на буровых растворах на водной ос-

нове, рекомендуется для отбора керна использовать буровой раствор на углеводородной основе.

Отбор керна в интервалах слабосвязных, неконсолидированных пород IV категорий буримости необходимо производить с применением буровых растворов на углеводородной основе, значения статической и эквивалентной циркуляционной плотности которых устанавливаются по результатам построения предбуровой геомеханической модели устойчивости пород интервала отбора керна с проведением гидравлического расчета промывки, расчета скоростей спуско-подъемных операций с учетом эффектов поршневания/свабирования.

Если программой работ по отбору керна предусмотрено определение начальной нефтенасыщенности продуктивных пластов прямым методом на керне (анализ керна экстракционно-дистилляционным методом), отбор керна рекомендуется производить с использованием безводного бурового раствора на углеводородной основе (с содержанием водной фазы не более 3 об. %). В составе безводного бурового раствора должны отсутствовать реагенты, влияющие на значения флюидонасыщенности керна: амино- и амидосодержащие органические соединения, реагенты на основе природных битумов и спиртов. По результатам исследований реагенты из указанных групп химических соединений могут существенно снизить значение коэффициента остаточной водонасыщенности

сти керна. В частности, влияние на водонасыщенность керна органических спиртов связано с их способностью к поглощению воды, амидов и аминов жирных кислот – с их эмульгирующей способностью по отношению к воде, содержащейся в поровом пространстве керна [23, 24].

С целью обеспечения достоверной интерпретации геофизической информации в составе всех типов буровых растворов для отбора керна должны отсутствовать химические реагенты, отрицательно влияющие на работу телеметрического и каротажного оборудования (например, гематит, магнетит).

Предлагаемый алгоритм выбора компонентного состава буровых растворов для отбора керна приведен на рисунке.

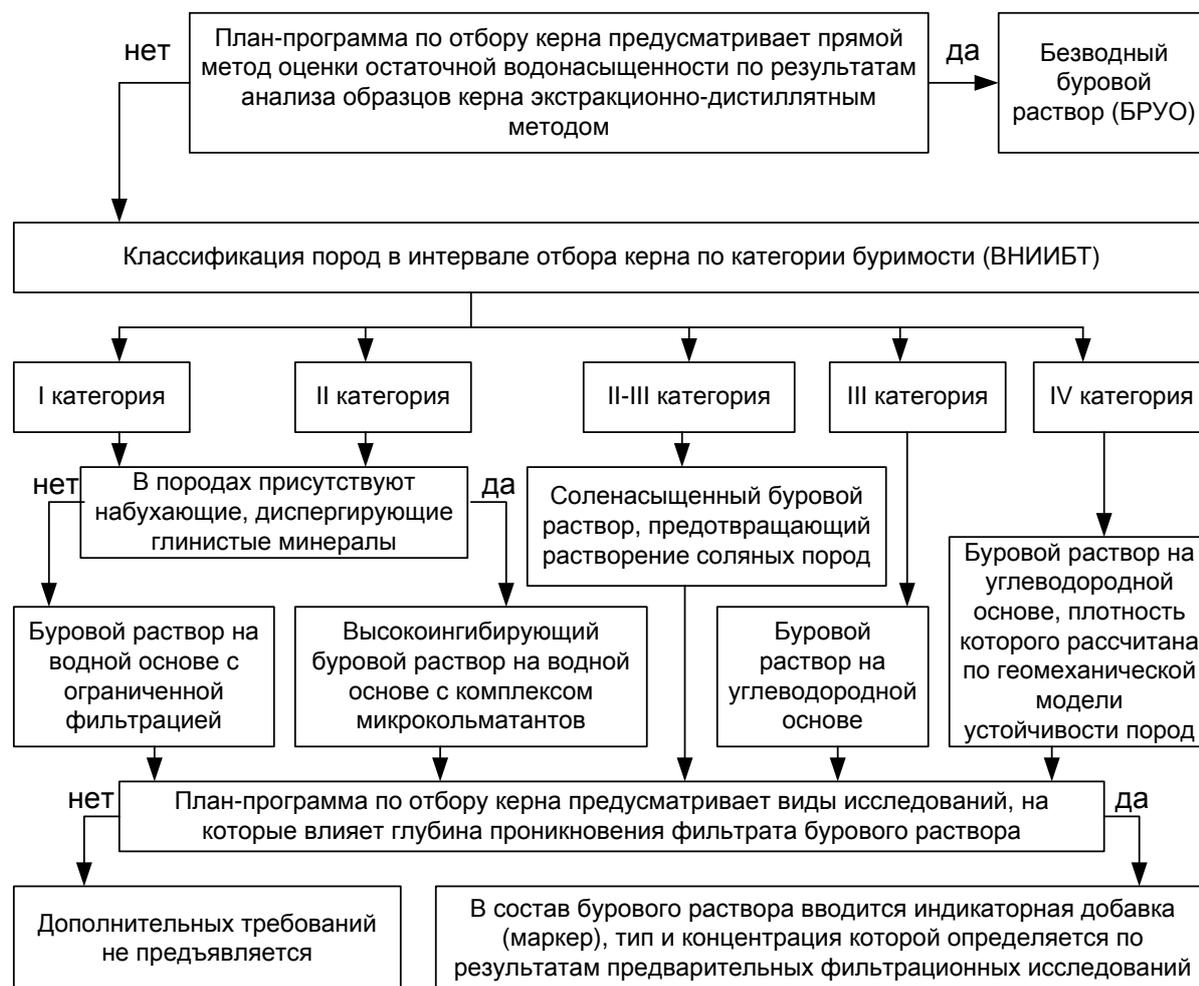


Рисунок. Алгоритм выбора бурового раствора для отбора керна

Figure. Algorithm for selection of drilling fluid for coring

Дополнительные требования к компонентному составу бурового раствора для обеспечения репрезентативности керна в зависимости от целей работ по отбору керна и видов геохимических исследований приведены в табл. 3.

Буровые растворы при проникновении внутрь керна в процессе отбора оказывают влияние на естественное флюидонасыщение пород. Если отбор керна производится с целью оценки остаточной водонасы-

щенности пород, соотношения флюидов в породе, величины капиллярного давления, рекомендуется дополнительный ввод в состав бурового раствора индикаторных добавок (маркеров), позволяющих проводить анализ глубины проникновения фильтрата раствора в керн.

К химическим соединениям, которые используются в качестве индикаторных добавок в буровых растворах, предъявляются следующие основные требования:

- индикаторные добавки должны отличаться по своей химической природе от остальных веществ, присутствующих в буровом растворе, пластовых флюидах и вскрываемых горных породах;
- должны быть растворимы в буровом растворе и не склонны к образованию осадков в условиях температур и давлений, при которых используется буровой раствор;
- не должны адсорбироваться на частицах твёрдой фазы бурового раствора, поверхностях пробоотборного оборудования, резервуаров для буровых растворов, насосов и трубопроводов, бурильных труб, скважинных инструментов и насосно-компрессорных труб;
- не должны адсорбироваться на поверхностях горных пород, контактирующих с буровым раствором;
- должны быть химически стабильными в условиях температур и давлений, при которых используется буровой раствор;
- должна существовать возможность количественного определения индикаторной добавки с низким пределом обнаружения и высокой степенью точности в исследуемых образцах кернового материала либо пластовых флюидов.

Таблица 3. Требования к компонентному составу буровых растворов в зависимости от видов геохимического анализа керна

Table 3. Requirements for the component composition of drilling fluids depending on the types of geochemical analysis of the core

Показатели, определяемые при геохимическом анализе керна Indicators determined by the core geochemical analysis	Требования к буровым растворам Drilling fluid requirements
Пористость/Porosity	Дополнительных требований не предъявляется No additional requirements
Проницаемость/Permeability	
Литологический состав Lithological composition	
Коэффициент остаточной газонасыщенности Residual gas saturation coefficient	
Смачиваемость Wettability	В составе бурового раствора должны отсутствовать поверхностно-активные компоненты, приводящие к изменению смачиваемости поверхности порового пространства пород The composition of the drilling mud should be free of surface-active components that lead to a change in the wettability of the surface of the pore space of rocks
Содержание органических веществ, условия осадконакопления и термическая зрелость нефтематеринской породы Organic matter content, sedimentation conditions, and thermal maturity of the oil source rock	В составе бурового раствора должны отсутствовать реагенты на основе биомаркеров (терпанов и стеранов), являющихся уникальными признаками, позволяющими судить о возрасте, литологических характеристиках, содержании органического вещества и термической зрелости нефтематеринской породы Composition of drilling mud should be free of reagents based on biomarkers (terpanes and steranes), which are unique features that allow us to judge the age, lithological characteristics, organic matter content and thermal maturity of the oil source rock
Капиллярное давление Capillary pressure	В состав бурового раствора вводятся поверхностно-активные вещества, понижающие поверхностное натяжение на границе «фильтрат бурового раствора – пластовая нефть» Surfactants are introduced into the composition of the drilling mud, which reduce the surface tension at the boundary «filtrate of drilling mud – reservoir oil»
Коэффициент остаточной водонасыщенности, соотношение вода/нефть, капиллярное давление Residual water saturation coefficient, water/oil ratio, capillary pressure	Буровой раствор должен сохранять естественную водонасыщенность пород, рекомендуется применение буровых растворов на углеводородной основе с низким показателем фильтрации The drilling mud should retain the natural water saturation of the rocks, it is recommended to use oil-based drilling fluids with a low filtration rate
Компонентный состав содержащихся в керне нефти и газа методом газовой хроматографии Composition of oil and gas contained in the core by gas chromatography	В составе бурового раствора должны отсутствовать ароматические углеводороды и легкие углеводороды (C ₁ –C ₁₀), маскирующие углеводороды указанных классов, содержащиеся в породе Composition of the drilling fluid must be free of aromatic hydrocarbons and light hydrocarbons (C ₁ –C ₁₀) that mask the hydrocarbons of the specified classes contained in the rock

Как показывает анализ литературы [25, 26], в качестве индикаторных добавок в буровых растворах могут быть использованы следующие химические вещества:

- флуоресцентные органические соединения;
- фторсодержащие органические соединения;
- неорганические ионы;
- комплексные соединения металлов.

Флуоресцентные органические соединения

Флуоресцентные органические вещества представляют собой полициклические ароматические соединения. Они характеризуются полярным характером молекул и поэтому водорастворимы. Оптические

свойства этих соединений и, следовательно, их флуорометрические характеристики чувствительны к различным свойствам водных растворов, особенно к pH, ионной силе и температуре. Одним из наиболее распространённых флуоресцентных индикаторов является флуоресцеин, который обычно применяется в виде натриевой соли (уранина), имеющей желтовато-зеленую флуоресценцию. Анализ данного вещества в исследуемых образцах проводят с помощью флуориметрии, которая представляет собой достаточно простой инструментальный метод флуоресцентной спектродетекции с низким пределом обнаружения (около 0,01 мкг/л). Также в качестве флуоресцентных индикаторных добавок в буровых растворах могут

быть использованы родаминовые красители (родамин WT, родамин В, родамин С, сульфорафин В, сульфорафин G), эозин, 7-амино-1,3-нафталиндисульфоновая кислота, АГ-кислота.

Фторсодержащие органические соединения

Синтетические фторсодержащие органические соединения обладают повышенной химической стабильностью и не встречаются в горных породах и пластовых флюидах. В качестве фторорганических индикаторных добавок могут быть использованы производные фторбензойной кислоты, а также перфторированные углеводороды.

Производные фторбензойной кислоты представляют собой полярные циклические органические соединения, хорошо растворимые в воде. Основное внимание при применении в качестве индикаторов уделяется дифтор-, трифтор-, тетрафтор- и пентафторизомерам бензойной кислоты, в частности:

- изомерам дифторбензойной кислоты;
- изомерам трифторбензойной кислоты;
- изомерам тетрафторбензойной кислоты;
- изомерам пентафторбензойной кислоты;
- изомерам трифторметилбензойной кислоты.

Для количественного определения производных фторбензойной кислоты в исследуемых образцах, как правило, используется высокоэффективная жидкостная хроматография (ВЭЖХ) с УФ-детектором. Предел обнаружения составляет около 1 мкг/л.

Перфторированные углеводороды представляют собой высокоинертные неполярные соединения, хорошо растворимые в органических растворителях. Для анализа перфторированных углеводородов используется газовая хроматография, обеспечивающая предел обнаружения около 40 нг/л.

Неорганические ионы

В качестве индикаторных добавок в буровых растворах могут быть использованы ионы неорганических электролитов. Наиболее часто для этой цели применяют следующие ионы:

- ионы лития;
- ионы калия;
- галогенид-ионы (хлорид, бромид, йодид-ионы);
- нитрат-ионы;
- тиоцианат-ионы.

Для количественного определения индикаторных ионов в исследуемых образцах используется ионная хроматография с пределом обнаружения 3–10 мкг/мл.

В буровых растворах, содержащих гидратированные глинистые минералы, ионы имеют тенденцию сорбироваться на частицах твердой фазы, и поэтому при дозировании индикатора необходимо учитывать влияние ионного обмена.

Комплексные соединения металлов

В качестве индикаторных добавок могут быть использованы стабильные комплексные соединения металлов (Co, Cr, In, Zn) с полидентатными лигандами, такими как этилендиаминтетрауксусная кислота, ди-

этилендиаминпентауксусная кислота, нитрилтриуксусная кислота и др. Основным преимуществом применения индикаторов на основе тяжелых металлов является сверхнизкий предел обнаружения (от 0,1 нг/г), обеспечиваемый при применении нейтронно-активационного анализа исследуемых образцов.

Важную роль в обеспечении качества кернового материала играет выбор не только типа бурового раствора, но также и показателей его технологических и специальных свойств. Особое внимание уделяют контролю плотности, фильтрационных и реологических свойств бурового раствора.

С целью предотвращения «загрязнения» порового пространства зерна твердой фазой и фильтратом бурового раствора для отбора зерна допускается применение исключительно буровых растворов с ограниченной фильтрацией. Основные требования к показателям фильтрационных свойств буровых растворов, используемых для отбора зерна, сформулированные на основе анализа лучших мировых практик, приведены в табл. 4.

Реологические свойства бурового раствора (пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига) определяют качество очистки ствола скважины от выбуренной породы, значение эквивалентной циркуляционной плотности раствора, величину гидродинамических давлений, седиментационную (к оседанию утяжелителя) и агрегативную (к слипанию частиц дисперсной фазы) устойчивость раствора во времени. Значения показателей реологических свойств бурового раствора, используемого, в том числе, для отбора зерна, определяются по результатам гидравлических расчетов промывки ствола скважины с учетом максимальной циркуляционной температуры бурового раствора. При отборе зерна в условиях повышенных пластовых температур буровой раствор должен также сохранять агрегативную и седиментационную устойчивость, стабильность реологических свойств при температуре, соответствующей максимальной пластовой.

Дополнительным требованием для буровых растворов на углеводородной основе, используемых для отбора зерна, является обеспечение пожаробезопасности. РУО должен иметь температуру вспышки, на 50 °С превышающую максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины. При несоблюдении указанного требования обязательна установка на устье скважины специальных датчиков контроля концентрационных пределов распространения пламени [27].

Для буровых растворов на водной основе в случае необходимости определения физико-химических свойств пластовых флюидов, содержащихся в образцах зерна, дополнительным требованием является контроль удельного электрического сопротивления бурового раствора. Точное значение удельного электрического сопротивления используется для внесения соответствующих корректировок при интерпретации полученных геохимических данных при исследовании зерна.

Таблица 4. Требования к показателям фильтрационных свойств буровых растворов
Table 4. Requirements for filtration properties of drilling fluids

Показатель фильтрационных свойств Indicator of filtration properties	Требования к значению показателя Requirements for the indicator value
Для буровых растворов на водной основе/For water-base mud	
Показатель фильтрации при $\Delta P=0,7$ МПа Filtration rate at $\Delta P=0,7$ MPa	$\leq 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}/\leq 5 \text{ см}^3/30 \text{ min}$
Показатель фильтрации при температуре, соответствующей максимальной пластовой на месторождении, при $\Delta P=3,5$ МПа Filtration rate at the maximum reservoir temperature at $\Delta P=3,5$ MPa	$\leq 0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}/\leq 10 \text{ см}^3/30 \text{ min}$
Толщина фильтрационной корки/Mud cake thickness	$\leq 1 \text{ мм/mm}$
Состав фильтрата Filtrate composition	не должен образовывать нерастворимых осадков при контакте с пластовой водой и высоковязких эмульсий при контакте с пластовой нефтью месторождения it should not form insoluble sediments in contact with reservoir water and high-viscosity emulsions in contact with reservoir oil of the field
	не должен приводить к набуханию глинистых минералов в породе (в случае их наличия в составе пород интервала отбора керна) it should not lead to swelling of clay minerals in the rock (if they are present in the rocks of the core selection interval)
Поверхностное натяжение на границе «фильтрат бурового раствора – пластовая нефть месторождения» Surface tension at the «drilling mud filtrate – reservoir oil field»	$0,1 \dots 5 \text{ мН/м/mN/m}$
Для буровых растворов на углеводородной основе/For oil-base mud	
Показатель фильтрации при $\Delta P=0,7$ МПа Filtration rate at $\Delta P=0,7$ MPa	$\leq 1 \text{ см}^3/30 \text{ мин}/\leq 1 \text{ см}^3/30 \text{ min}$
Показатель фильтрации при температуре, соответствующей максимальной пластовой на месторождении, при $\Delta P=3,5$ МПа Filtration rate at the maximum reservoir temperature at $\Delta P=3,5$ MPa	$\leq 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}/\leq 5 \text{ см}^3/30 \text{ min}$
Толщина фильтрационной корки/Mud cake thickness	$\leq 1 \text{ мм/mm}$
Состав фильтрата Filtrate composition	не должен содержать в своем составе водную фазу (капли воды) it should not contain an aqueous phase (water droplets)
	не должен образовывать высоковязких эмульсий при контакте с пластовой водой it should not form high-viscosity emulsions in contact with reservoir water

Методические подходы к выбору керноизолирующих жидкостей

В настоящее время на некоторых месторождениях начинает внедряться технология отбора изолированного керна, направленная на обеспечение максимальной защиты керна от контакта с промывочной жидкостью, начиная с момента выбуривания его на забое. Реализуется технология за счет использования специального керноотборного снаряжения изолирующего типа, в котором внутренняя полость керноприемной трубки заполнена керноизолирующей жидкостью (КИЖ), образующей защитное покрытие на поверхности керна и предотвращающей контакт керна с промывочной жидкостью и воздухом [28]. Использование КИЖ обеспечивает минимизацию процесса фильтрации промывочной жидкости в керн на уровне не более 5–10 мм за счет ограничения времени контакта керна с промывочной жидкостью до нескольких секунд.

Для изоляции керна используется, как правило, высоковязкая жидкость с практически нулевой мгновенной фильтрацией. Особенно актуально использование высоковязкой жидкости для слабо сцементированных пород с низким значением предела прочности на сжатие. Высоковязкая жидкость стабилизирует слабо сцементированные породы и повышает целостность керна, выступая в качестве слабopроницаемого барьера [29].

Известно применение в качестве КИЖ растворов высокомолекулярных веществ на водной, спиртовой, углеводородной основе [30], загущенных органических жидкостей [31]. Использование в качестве КИЖ безводных высоковязких гелей помогает не только защитить керн в процессе его транспортировки и хранения, но и дополнительно снизить коэффициент трения в системе «горная порода – стенки керноприемной трубы».

При выборе компонентного состава КИЖ с целью предотвращения процессов эмульсе- и осадкообразования важную роль играет совместимость КИЖ и бурового раствора, используемого для отбора керна. Для обеспечения совместимости рекомендуется использовать единый тип жидкостей: если отбор керна проводился с применением РВО – использовать КИЖ на водной основе, с РУО – использовать КИЖ на углеводородной основе. Возможно применение КИЖ на основе неуглеводородных органических жидкостей после проведения предварительных лабораторных исследований на совместимость контактирующих между собой жидкостей.

Керноизолирующая жидкость должна обладать способностью к сохранению керна как носителя информации в течение неопределенно долгого времени. Особенно актуально применение КИЖ при отборе керна в интервалах слабосвязных, неконсолированных пород IV категории буримости. При отборе керна в интервалах, представленных породами III ка-

тегории буримости и содержащих в своем составе гидратируемые глинистые минералы, рекомендуется применять безводные КИЖ, в том числе на углеводородной основе. При отборе керна в интервалах нефтематеринских пород II категории буримости (доманик и др.) использование керноизолирующей жидкости на углеводородной основе, наоборот, не рекомендуется с целью исключения искажения результатов геохимического исследования керна.

По результатам обзора научно-технической литературы можно выделить следующие основные требования к компонентному составу и свойствам КИЖ:

- реагенты, входящие в состав КИЖ, должны быть инертны по отношению к породе и поровым флюидам: нефти и воде;
- в составе должны отсутствовать реагенты, способные вызывать образование осадка и, как следствие, необратимую коагуляцию порового пространства образцов керна;
- КИЖ должна стабилизировать породы, имеющие низкие значения предела прочности на сжатие, и повышать целостность керна;
- при отборе керна для оценки коэффициентов водо- и нефтенасыщенности КИЖ не должна содержать свободную воду и реагенты, влияющие на значение остаточной водонасыщенности керна;
- при отборе керна для оценки типа смачиваемости пород КИЖ не должна иметь в составе реагенты, приводящие к изменению смачиваемости поверхности порового пространства пород;
- температура замерзания КИЖ должна быть ниже, чем минимальное значение температуры окружающей среды при хранении и транспортировке керна (вода при заморозке может привести к разрыву керна, что нарушит его структуру);
- КИЖ должна быть полностью совместима с буровым раствором и его фильтратом, не образовывать на границе контакта осадков и эмульсий;
- при отборе керна в интервалах, породы которых содержат гидратируемые глинистые минералы, КИЖ должна обладать повышенными ингибирующими свойствами с целью предотвращения изменения физико-химических свойств керна;
- КИЖ должна иметь высокую вязкость при максимальной пластовой температуре: пластическая вязкость должна составлять не менее 50 мПа·с;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Серебряков А.О. Синергия геологоразведочных технологий исследования природных ресурсов морских акваторий: монография. – М.: Изд-во «КноРус», 2017. – 228 с.
2. Ashena R., Thonhauser G. Coring methods and systems. – Cham: Springer International Publ., 2018. – 269 p.
3. First global successful large diameter pressurized coring application using HPWBM: Kuwait case history / R. Stewart, T. Osman, T. Reda, A. Al-Ajmi, A. Al-Rushoud, A. Gohain, F. Khatib, H. Al-Haj, F. Al-Naqa, F. Al-Mutawa, M. Al-Gharib, H. Shinde, A. Al-Mekhalef // Paper SPE 192694-MS. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, 12–15 November, 2018. DOI: 10.2118/192694-MS.
4. Карпов Ю.И., Аюпов Р.Ю., Фасхутдинов Р.Ш. Совершенствование техники и технологии бурения с отбором керна в Нурлатском УБР // Бурение и нефть. – 2006. – № 5. – С. 18–20.

- КИЖ должна сохранять агрегативную и кинетическую устойчивость, стабильность реологических и фильтрационных параметров при максимальной пластовой температуре месторождения;
- на этапе приемки и подготовки керна для проведения геохимических исследований КИЖ должна легко очищаться с поверхности керна методом сухого вытирания.

Большое внимание уделяется контролю фильтрационных свойств керноизолирующих жидкостей. Предпочтительно, чтобы КИЖ имела практически нулевое значение показателя мгновенной фильтрации, определяемого согласно ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008. Приложение I). При применении КИЖ на месторождениях, для которых характерны повышенные пластовые температуры, показатель фильтрации НТНР при максимальной пластовой температуре должен составлять для жидкостей на водной основе не более 10 см³/30 мин, для жидкостей на углеводородной основе – не более 5 см³/30 мин.

Подбор типа и компонентного состава КИЖ предлагается проводить по результатам оценки указанных выше показателей на стадии предварительных лабораторных исследований в свободном объеме и на природном керновом материале.

Заключение

Выбор технологических жидкостей для отбора керна должен определяться требованиями к сохранению исходных свойств отбираемого кернового материала, свойствами породы, свойствами технологической жидкости, а также конкретными условиями бурения с отбором керна. Учёт перечисленных факторов может позволить провести целенаправленный выбор технологических жидкостей, обеспечивающих сохранение необходимого комплекса нативных свойств породы при отборе керна. Определены наиболее перспективные типы буровых растворов для отбора керна и керноизолирующих жидкостей с точки зрения сохранения исходных свойств отбираемой породы. Предложен алгоритм выбора типа и компонентного состава буровых растворов, используемых для отбора керна, в зависимости от целей работ, категории пород по трудности отбора керна и видов геохимических исследований.

5. Юсупов И.Г., Хаминов Н.И., Бачков А.П. Исследование техногенного воздействия первичного вскрытия пластов на их коллекторские свойства отбором радиальных кернов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – С. 187–197.
6. Rathmell J.J., Gremley R.R., Tibbitts G.A. Field applications of low invasion coring // Paper SPE 27045-MS. SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference. – Buenos Aires, 27–29 April, 1994. DOI: 10.2523/27045-MS.
7. Буровой раствор на углеводородной основе: пат. 2208034 Российская Федерация, С09К 7/06. № 2001128580/03; заявл. 22.10.2001; опубл. 10.07.2003. URL: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения 01.10.2021).
8. Буровой раствор на углеводородной основе: пат. № 2208035 Российская Федерация, С09К 7/06. № 2001133726/03; заявл.

- 11.12.2001; опублик. 10.07.2003. URL: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения 01.10.2021).
9. Drilling and completion fluids customization to achieve maximum well productivity in lower burgan reservoir, case study from Kuwait field / A. Al-Ajmi, A. Al-Rushoud, A. Gohain, F. Khatib // Paper SPE 187025-MS. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held. – Jakarta, 17–19 October, 2017. DOI: 10.2118/187025-MS.
 10. Юнусов Р.Р. Буровые растворы на углеводородной основе // Интернаука. – 2020. – № 43-1 (172). – С. 72–73.
 11. New technology integration of real time OBM borehole images and formation sampling while drilling. Lessons learned in challenging Deepwater Gulf of Mexico environments / R. Elghonimy, W. Pineda, G. Cedillo, M. Saidian, J. Wadsworth, D. Halverson, H. Watcharophat, S. Paul, I. Basu, A. Mayans, C. Schroeder // Paper SPWLA-5038 presented at the SPWLA 61st Annual Logging Symposium. Virtual Online Webinar. June 2020. DOI: 10.30632/spwla-5038.
 12. Фергестад И.М., Стракан К.Р. Разработка высококачественного бурового раствора на углеводородной основе для поисково-разведочного бурения // Нефтегазовое обозрение. Сборник III: избранные статьи из журнала «Oilfield Review». – 2014. – Т. 26. – № 1. – С. 4–13.
 13. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин / В.Ю. Гришковец, Ю.С. Давыдов, Т.А. Редкин, Л.В. Николаева, А.В. Карпиков // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАН. – 2013. – № 2 (43). – С. 95–102.
 14. Скоpec R.A., McLeod G. Recent advances in coring technology: new techniques to enhance reservoir evaluation and improve coring economics // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1997. – V. 36. – № 11. – С. 22–29.
 15. Изучение коллекторов по керну, отобранному при бурении на растворах с нефтяной основой / А.В. Ручкин, Л.И. Орлов, В.Г. Топорков, В.Г. Фоменко // Геология нефти и газа. – 1981. – № 11. – С. 28–35.
 16. Baroid Fluids Handbook. – Houston: Baroid Drilling Fluids Inc, 1998. – 506 p.
 17. Warner H.R. Jr., Rathmell J.J. Mechanisms controlling filtration at the core bit for oil-based muds // SPE Drilling & Completion. – 1997. – V. 12. – № 02. – P. 111–118.
 18. Fraser L.J. Field application of the all-oil drilling-fluid concept // SPE Drilling Engineering. – 1992. – V. 7. – № 01. – P. 20–24.
 19. Сапожников А.А., Назаров А.П. Опыт отбора представительного керна из пологих и горизонтальных скважин при разведке и разработке месторождений комплексного сырья // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 24–26.
 20. Отбор керна в условиях сильно трещиноватых окремненных карбонатных коллекторов Сибирской платформы / Сираев Р.У., Вахромеев А.Г., Акчурин Р.Х., Карпиков А.В., Сверкунов С.А. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 6. – С. 13–20.
 21. Гизатуллин Д.М. Актуальные проблемы отбора керна и их решения // Тезисы докладов Научной конференции молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН. – М.: Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, 2019. – С. 28.
 22. Битнер А.К., Прокатьев Е.В. Методы исследования пород-коллекторов и флюидов. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2018. – 224 с.
 23. Development of all-oil drilling fluid for core sampling with natural fluid saturation saving in the Timan-Pechora Oil-and-Gas Province / I. Borovkova, S. Kharin, S. Malikov, I. Nekrasova, P. Khvoschin, O. Garshina, D. Kazakov // Paper SPE 191743 presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 15–17 October, 2018. DOI: 10.2118/191743-18RPTC-MS.
 24. Опыт применения безводного бурового раствора для отбора керна на одном из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / А.Д. Саегтарев, И.П. Некрасова, П.А. Хвошин, О.В. Гаршина, Д.А. Казаков, И.С. Боровкова, С.С. Харин, С.В. Мелехин, И.А. Шилов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 3. – С. 20–27.
 25. Application of tracers to monitor fluid flow in the Snorre field: a field study / Q. Dugstad, T. Aurdal, C. Galdiga, I. Hundera, H. Torgersen // Paper SPE 56427-MS. SPE Annual Conference. – Houston, 3 October, 1999. DOI: 10.2118/56427-MS.
 26. Brown A., Marriott F. Use of tracers to investigate drilling-fluid invasion and oil flushing during coring // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – № 4. – P. 1317–1322. DOI: 10.2118/16352-PA.
 27. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому, и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г.: (редакция от 29.12.2020). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372740 (дата обращения 01.10.2021).
 28. Мамяшев В.Г., Хайруллин Б.Ю., Федорцов В.В. Новые возможности петрофизического обеспечения работ на нефть и газ на основе специальных технологий отбора керна // ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: Труды Международной геолого-геофизической конференции. – Тверь, 2018. – С. 387–391.
 29. Selection of unconventional core workflow depending on field goals (Russian) / I. Karpov, T. Mamyshev, D. Kostin, V. Zhukov, K. Strizhnev // Paper SPE 182065-RU. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Moscow, 24–26 October, 2016. DOI: 10.2118/182065-RU.
 30. Скоpec R.A., McLeod G. Recent advances in coring technology: new techniques to enhance reservoir evaluation and improve coring economics // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1997. – V. 36. – № 11. – С. 22–29.
 31. Гуцин В.А., Хайруллин Б.Ю. Герметизированный керн – необходимый фактор повышения достоверности подсчета запасов углеводородов // Нефть и газ. – 2009. – № 5. – С. 36–45.

Поступила 21.10.2021 г.

Информация об авторах

Некрасова И.Л., доктор технических наук, ведущий научный сотрудник отдела буровых растворов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Хвошин П.А., кандидат технических наук, начальник отдела буровых растворов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Казаков Д.А., кандидат химических наук, старший научный сотрудник отдела буровых растворов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Торопыгина И.С., кандидат химических наук, научный сотрудник отдела буровых растворов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Гаршина О.В., кандидат технических наук, доцент, начальник управления технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Предеин А.А., заместитель директора филиала по научной работе в области строительства скважин, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

UDC 622.245.5

METHODOLOGICAL APPROACHES TO SELECTION OF COMPOSITION AND PROPERTIES OF TECHNOLOGICAL FLUIDS USED FOR CORE SAMPLING

Irina L. Nekrasova¹,
Irina.Nekrasoval@pnn.lukoil.com

Pavel A. Khvoshchin¹,
Pavel.Khvoshchin@pnn.lukoil.com

Dmitry A. Kazakov¹,
Dmitrij.Kazakov@pnn.lukoil.com

Irina S. Toropitsina¹,
Irina.Borovkova@pnn.lukoil.com

Olga V. Garshina¹,
Olga.Garshina@pnn.lukoil.com

Andrey A. Predein¹,
Andrej.Predein@pnn.lukoil.com

¹ Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft»,
3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

The relevance. The main changes in the geochemical characteristics of rock samples at the core sampling are associated with an unjustified choice of the type and properties of the drilling fluids, at the storage stage – with the low quality of the core-insulating liquid. In order to obtain a representative core of the required quality, it is important to substantiate the composition and properties of drilling fluids and core-insulating liquids, as well as other parameters of the drilling process.

The aim: to determine and propose criteria for selecting the composition and properties of drilling fluids and core-insulating fluids used for core sampling, depending on the geological conditions of application.

Objects: water-based and hydrocarbon-based drilling fluids, waterless drilling fluids, core-insulating fluids.

Methods: analysis and systematization of Russian and foreign experience in theoretical and practical research of core sampling, filtration, rheological and other research methods provided for ISO 10414-1:2008 and ISO 10414-2:2011.

Results. The analysis of the world experience in the use of drilling fluids and core-insulating liquids in various geological drilling conditions is presented. The most promising types of drilling fluids for core sampling and core-insulating fluids are determined from the point of view of preserving the initial properties of the rock. An algorithm is proposed for selecting the type and component composition of drilling fluids used for core sampling, depending on the purpose of the work, the category of rocks according to the difficulty of core sampling, and the types of geochemical studies.

Key words:

Core sampling, water-based drilling mud, hydrocarbon-based drilling mud, core-insulating liquid, geochemical core studies

REFERENCES

- Serebrykov A.O. *Sinergiya geologorazvedochnykh tekhnologiy issledovaniya prirodnykh resursov morskikh akvatoriy: monografiya* [Synergy of geological exploration technologies for the study of natural resources of marine waters: monograph]. Moscow, KnoRus Publ., 2017. 228 p.
- Ashena R., Thonhauser G. *Coring methods and systems*. Cham, Springer International Publ., 2018. 269 p.
- Stewart R., Osman T., Reda T., Al-Ajmi A., Al-Rushoud A., Gohain A., Khatib F., Al-Haj H., Al-Naga F., Al-Mutawa F., Al-Gharib M., Shinde H., Al-Mekhalef A. First Global successful large diameter pressurized coring application using HPWBM: Kuwait case history. *The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, November 12–15, 2018. DOI: 10.2118/192694-MS.
- Karpov Yu.I., Ayupov R.Yu., Faskhutdinov R.Sh. Improving the technique and technology of drilling with core sampling in the Nurlatsky UBR. *Drilling and oil*, 2006, no. 5, pp. 18–20. In Rus.
- Yusupov I.G., Khaminov N.I., Bachkov A.P. Investigation of the technogenic impact of the primary opening of reservoirs on their reservoir properties by the selection of radial cores. *Collection of scientific papers TatNIPIneft*. Moscow, VNIIOENG Publ., 2009. pp. 187–197. In Rus.
- Rathmell J.J., Gremley R.R., Tibbitts G.A. Field applications of low invasion coring. *The SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Buenos Aires, April 27–29, 1994. DOI: 10.2523/27045-MS.
- Kleshchenko I.I., Yagafarov A.K., Sharipov A.Yu., Matyushov V.G. *Burovoy rastvor na uglevodorodnoy osnove* [Hydrocarbon-based drilling mud]. Patent RF, no. 2208034, 2003.
- Kurbanov Ya.M., Loginov Yu.F., Khairullin A.A., Matyushov V.E. *Burovoy rastvor na uglevodorodnoy osnove* [Hydrocarbon-based drilling mud]. Patent RF, no. 2208035, 2003.
- Al-Ajmi A., Al-Rushoud A., Gohain A., Khatib F. Drilling and completion fluids customization to achieve maximum well productivity in lower burgan reservoir, case study from Kuwait Field. *The SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Jakarta, October 7–19, 2017. DOI: 10.2118/187025-MS
- Yunusov R.R. *Burovy rastvory na uglevodorodnoy osnove* [Oil-based drilling fluids]. *Internauka*, 2020, no. 43-1 (172), pp. 72–73.
- Elghonimy R., Pineda W., Cedillo G., Saidian M., Wadsworth J., Halverson D., Watcharophat H., Paul S., Basu I., Mayans A., Schroeder C. New technology integration of real time OBM borehole images and formation sampling while drilling. Lessons learned in challenging Deepwater Gulf of Mexico Environments. *The SPWLA 61st Annual Logging Symposium*. Virtual Online Webinar. June 2020. DOI: 10.30632/spwla-5038

12. Fergestad I.M., Strakan K.R. Razrabotka vysokokachestvennogo burovogo rastvora na uglevodorodnoy osnove dlya poiskovo-razvedochnogo bureniya [Development of high quality oil-based drilling fluid for exploration drilling]. *Neftegazovoye obozreniye, Sbornik III: izbrannyye statii iz zhurnala «Oilfield Review»*, 2014, vol. 26, no. 1, pp. 4–13.
13. Grishkovets V.Yu., Davydov Yu.S., Redkin T.A., Nikolaeva L.V., Karpikov A.V. Preimushchestva primeneniya burovyykh rastvorov na uglevodorodnoy osnove pri burenii neftyanykh i gazovykh skvazhin [Advantages of using oil-based drilling fluids for drilling oil and gas wells]. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektzii nauk o Zemle RAYEN*, 2013, no. 2 (43), pp. 95–102.
14. Skopec R.A., McLeod G. Recent advances in coring technology: new techniques to enhance reservoir evaluation and improve coring economics. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1997, vol. 36, no. 11, pp. 22–29.
15. Ruchkin A.V., Orlov L.I., Toporkov V.G., Fomenko V.G. Izuchenie kollektorov po kernu, otobrannomu pri burenii na rastvorakh s neftyanoy osnovoy [Study of reservoirs by core sampled during drilling with oil-based mud]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1981, no. 11, pp. 28–35.
16. *Baroid Fluids Handbook*. Houston, Baroid Drilling Fluids Inc Publ., 1998. 506 p.
17. Warner H.R., Rathmell J.J. Mechanisms controlling filtration at the core bit for oil-based muds. *SPE Drilling & Completion*, 1997, vol. 12, no. 02, pp. 111–118.
18. Fraser L.J. Field application of the all-oil drilling-fluid concept. *SPE Drilling Engineering*, 1992, vol. 7, no. 01, pp. 20–24.
19. Sapozhkov A.A., Nazarov A.P. Technology of a representative core selection from sliding and horizontal wells during exploration and development of complex raw material deposits. *Oil engineer*, 2020, no. 3, pp. 24–26. In Rus.
20. Siraev R.U., Vakhromeev A.G., Akchurin R.H., Karpikov A.V., Sverkunov S.A. Ore sampling in conditions of strongly fractured silicified carbonate collectors of the Siberian platform. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2019, no. 6, pp. 13–20. In Rus.
21. Gizatullin D.M. Aktualnye problemy otbora kerna i ikh resheniya [Topical problems of coring and their solutions]. *Tezisy dokladov Nauchnoy konferentsii molodykh uchenykh i aspirantov IFZ RAN [Scientific conference of young scientists and graduate students of the Institute of Physics of the Earth RAS]*. Moscow, 2019. pp. 28.
22. Bitner A.K., Prokaten E.V. *Metody issledovaniya porod-kollektorov i flyuidov* [Methods for the study of reservoir rocks and fluids]. Krasnoyarsk, Siberian federal University Publ., 2018. 224 p.
23. Borovkova I., Kharin S., Malikov S., Nekrasova I., Khvoschin P., Garshina O., Kazakov D. Development of all-oil drilling fluid for core sampling with natural fluid saturation saving in the Timan-Pechora Oil-and-Gas Province. *The SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Russia, Moscow, October 15–17, 2018. DOI: 10.2118/191743-18RPTC-MS.
24. Saetgaraev A.D., Nekrasova I.L., Khvoshchin P.A., Garshina O.V., Kazakov D.A., Borovkova I.S., Kharin S.S., Melekhin S.V., Shilov I.A. Opyt primeneniya bezvodnogo burovogo rastvora dlya otbora kerna na odnom iz mestorozhdeniy Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii [Experience in the use of anhydrous drilling mud for coring at one of the fields of the Timan-Pechora oil and gas province]. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2021, no. 3, pp. 20–27.
25. Dugstad Q., Aurdal T., Galdiga C., Hundera I., Torgersen H. Application of tracers to monitor fluid flow in the Snorre field: a field study. *The SPE Annual Conference*. Houston, October 03, 1999. DOI: 10.2118/56427-MS
26. Brown A., Marriott F. Use of tracers to investigate drilling-fluid invasion and oil flushing during coring. *SPE Reservoir Engineering*, 1988, no. 4, pp. 1317–1322. DOI: 10.2118/16352-PA.
27. *Ob utverzhdenii federalnykh norm i pravil v oblasti promyshlennoy bezopasnosti «Pravila bezopasnosti v neftyanoy i gazovoy promyshlennosti»*. Prikaz Federalnoy sluzhby po ekologicheskomu, tekhnologicheskomu i atomnomu nadzoru № 534 ot 15.12.2020 [On the approval of federal norms and rules in the field of industrial safety «Safety rules in the oil and gas industry». Order of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision No. 534, 15.12.2020]. Available at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372740 (accessed 1 October 2021).
28. Mamyashev V.G., Khayrullin B.Yu., Fedortsovyu V.V. Novye vozmozhnosti petrofizicheskogo obespecheniya rabot na nefte i gaz na osnove spetsialnykh tekhnologiy otbora kerna [New opportunities for petrophysical support of oil and gas operations based on special technologies for coring]. *GeoEvraziya 2018. Sovremennyye metody izucheniya i osvoeniya nedr Evrazii. Trudy mezhdunarodnoy geologo-geofizicheskoy konferentsii* [International Geological and Geophysical Conference. GeoEurasia 2018. Modern Methods for the Study and Development of the Subsoil of Eurasia]. Tver, 2018. pp. 387–391.
29. Karpov I., Mamyshev T., Kostin D., Zhukov V., Strizhnev K. Selection of unconventional core workflow depending on field goals (Russian). *The SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Moscow, October 24–26, 2016. DOI: 10.2118/182065-RU.
30. Skopec R.A., McLeod G. Recent advances in coring technology: new techniques to enhance reservoir evaluation and improve coring economics. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1997, vol. 36, no. 11, pp. 22–29.
31. Guschin V.A., Hairullin B.YU. Pressurized core sampling – a necessary factor for improvement of petroleum reserves calculation reliability. *Oil and gas*, 2009, no. 5, pp. 36–45. In Rus.

Received: 21 October 2021.

Information about the authors

Irina L. Nekrasova, Dr. Sc., leading researcher, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft».

Pavel A. Khvoshchin, Cand. Sc., head of department, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft».

Dmitry A. Kazakov, Cand. Sc., senior researcher, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft».

Irina S. Toropitsina, Cand. Sc., researcher, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft».

Olga V. Garshina, Cand. Sc., head of department, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft».

Andrey A. Predein, associate director, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft».

УДК 622.281.74

АНАЛИЗ ТИПОВЫХ ФОРМ ДЕФОРМАЦИЙ ПРИКОНТУРНОГО УГЛЕПОРОДНОГО МАССИВА И ОСОБЕННОСТИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ КРЕПЛЕНИЯ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Цибаев Сергей Сергеевич¹,
cibaevss@kuzstu.ru

Ренев Алексей Агафангелович¹,
raa@kuzstu.ru

Ванг Цин²,
qwang@sdust.edu.cn

Юй Фэн-Хай²,
yufenghai2006@163.com

¹ Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева,
Россия, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28.

² Шаньдунский научно-технический университет,
КНР, 266590, г. Циндао, Шоссе Циеньваньган, 579.

Актуальность. В настоящее время более 75 % проводимых подземных горных выработок поддерживаются при помощи анкерного крепления. В процессе длительной эксплуатации выработок возникают деформации приконтурного массива пород и элементов крепи. Актуальной научно-практической задачей представляется выявление типовых форм деформаций пород и элементов крепи с целью разработки проектных решений и обоснования параметров крепи при производстве текущего ремонта или восстановления подземных выработок.

Цель: разработка проектных решений и обоснование параметров анкерного крепления при ремонте и восстановлении подземных горных выработок.

Методы: натурные исследования, статистическая обработка результатов экспериментальных исследований.

Результаты. Приведено описание, причины возникновения и формы проявления геомеханических процессов в приконтурном углепородном массиве горных выработок, закрепленных анкерной крепью. На основе длительных натуральных наблюдений установлено шесть форм типовых деформаций приконтурного массива. Процесс сводообразования в кровле выработок начинается с разуплотнения приконтурного слоя, которое служит причиной расслоения пород под действием гравитационных сил, а также образования полостей. Отжим угля из боков выработок и вывалы угля происходят в связи с образованием вокруг выработки зон неупругих деформаций, где уголь и породы находятся в несвязанном состоянии и удерживаются в равновесии за счёт сил трения и отпора крепи. Ширина зоны неупругих деформаций зависит от многих факторов. Существенное влияние оказывают ширина выработки и угол внутреннего трения. При увеличении ширины выработки увеличивается коэффициент концентрации напряжений в боках. Разработаны проектные решения по усилению крепления или полной перекрепке поврежденных участков горных выработок при геомеханических процессах локального валаобразования. Они включают в себя: схему установки, обоснование параметров и номенклатуру применяемых элементов крепи-усиления, технологию работ, список применяемого оборудования.

Ключевые слова:

Устойчивость горных выработок, ремонт горных выработок, анкерное крепление, деформации, смещения, конвергенция.

Введение

Важнейшей проблемой безопасного длительного поддержания подземных горных выработок является оценка влияния техногенного воздействия на углепородный массив и элементы крепления (затопление горных выработок, воздействие сейсмических и ударных воздушных волн от массовых промышленных и неконтролируемых взрывов). За последние 20 лет на шахтах Кузбасса произошло 13 аварий с групповыми несчастными случаями со смертельным исходом. Большинство эпизодов связаны с взрывами газозвушной смеси и угольной пыли, сопровождающимися распространением сейсмических и ударных волн, а также резким кратковременным повышением температуры в зоне взрыва. При ликвидации последствий техногенных аварий, вызывающих образование подземных пожаров, а также при консервации или

ликвидации угольных шахт «мокрым» способом вода заполняет сеть горных выработок на полное сечение. Совместная разработка угольных пластов открытым и подземным способами в долгосрочной перспективе приводит к деформациям углепородного массива и нарушению работоспособности анкерной крепи [1–4]. При этом в действующих нормативных и литературных источниках отсутствует дифференцированный подход к определению характерных деформаций приконтурного углепородного массива.

Объектом исследования выступила область углепородного массива вокруг горных выработок в условиях предприятий ПАО «Распадская» (ш. «Распадская»), ОАО УК «Южный Кузбасс» (ш. «им. В.И. Ленина»), АО «СУЭК-Кузбасс» (ш. «им. В.Д. Ялевского»), ШУ «Галдинское-Западное»), АО ХК «СДС-Уголь» (ш. «Южная»). Исследования проводятся в рамках выполнения государственного задания № 075-03-2021-138/3.

Результаты натуральных исследований

На основании результатов продолжительных наблюдений за состоянием приконтурного массива пород и элементов анкерного крепления [5–9] было установлено, что геомеханические процессы в приконтурных слоях выработок происходят в следующей последовательности. Процесс сводообразования вызван в первую очередь разуплотнением пород. Разуплотнение состоит в образовании по контуру выработки зоны повышенной трещиноватости в результате раскрытия естественных трещин и создания новых трещин. Трещины разуплотнения развиваются параллельно обнаженной поверхности пород, образуя зоны ослабления. В результате разуплотнения происходит расслоение пород. Процесс расслоения определяется двумя факторами – трещиноватостью и слоистостью [10–12]. Происходит разделение пород на отдельные слои, которые под действием гравитационных сил смещаются в сторону выработки. При расслоении пород отдельные слои, в основном нижележащие, отслаиваются от верхних слоев, то есть происходит процесс отслоения отдельных слоев от массива и их смещение к контуру выработки. Отслоившиеся породы скапливаются на решетчатой затяжке, нагружая решетчатую затяжку и анкеры. В результате деформаций решетчатой затяжки и подхватов происходит обрушение отслоившихся пород в выработку. Расслоение пород в кровле выработок распространяется за

пределы границ выработок по ширине. В результате возрастает напряжение в боках выработок и деформация угля. Происходят отжимы, вывалы угля из боков.

По результатам натуральных наблюдений было выявлено шесть основных типовых форм деформирования приконтурного углепородного массива.

При скоплении отслоившихся пород кровли на решетчатой затяжке без ее деформации (рис. 1) приконтурные слои кровли деформируются постепенно, процесс развивается снизу вверх, вглубь пород кровли.

При расслоении пород нижние слои, теряя связь с вышележащими, смещаются и ложатся на решетчатую затяжку. Происходит нагружение решетчатой затяжки, подхватов и анкеров. Высота обрушенных пород в основном изменяется от 0,1 до 0,5 м. Состояние решетчатой затяжки и подхватов зависит от фактической толщины слоя отслоившихся пород. При провисаниях несущая способность решетчатой затяжки снижается. Таким образом, фактическая несущая способность решетчатой затяжки определяется диаметром прутка, размерами ячейки и стрелой провисания. При провисании решетчатой затяжки СС-4, СС-5, СС-6 на величину 0,4 м целесообразно производить ремонт на таких участках. Ремонт заключается в выпуске разрушенных пород, закреплении кровли и заполнении пустоты после выпуска пород.

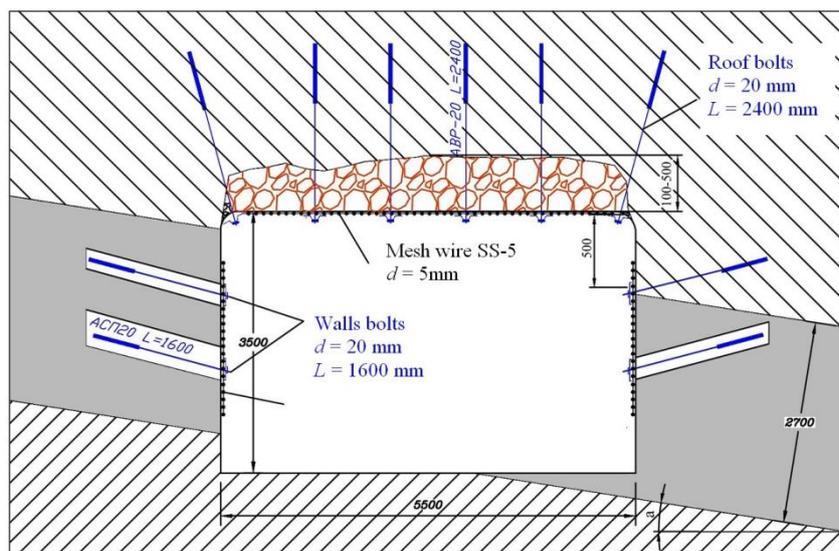


Рис. 1. Скопление отслоившихся пород кровли на решетчатой затяжке без ее деформации

Fig. 1. Accumulation of exfoliated roof rocks on mesh wire without its deformation

При скоплении отслоившихся пород кровли с деформацией решетчатой затяжки и образованием вывалов и куполов (рис. 2) на участках с разорванной решеткой происходят прорывы пород в выработку. Образовавшиеся вывалы имеют разную форму и параметры.

Разрывы решетчатой затяжки с вывалами пород чаще всего наблюдаются на локальных участках, где породы ослаблены, имеется повышенная трещиноватость, повышенная влажность пород, вблизи зон с

дизъюнктивной нарушенностью [13]. Установлено, что разрывы решетчатой затяжки происходят при скоплении отслоившихся пород высотой 0,5 м и более. Участки с разорванной решетчатой затяжкой и наличием отслоившихся пород на прилегающих к вывалу смежных участках подлежат срочному ремонту. Ремонт осуществляется путем усиления крепления смежных участков поддерживающей крепью, выпуска пород вблизи с вывалом, закрепления вывала анкерной крепью и заполнения образовавшейся пустоты.

Заполнение может производиться лесом, вспенивающимися смолами, пенобетоном с последующим возведением решетчатой затяжки. При разрывах решет-

чатой затяжки на участках, где происходят процессы сплошного сводообразования, вывалы в дальнейшем развиваются в длинные и высокие купола.

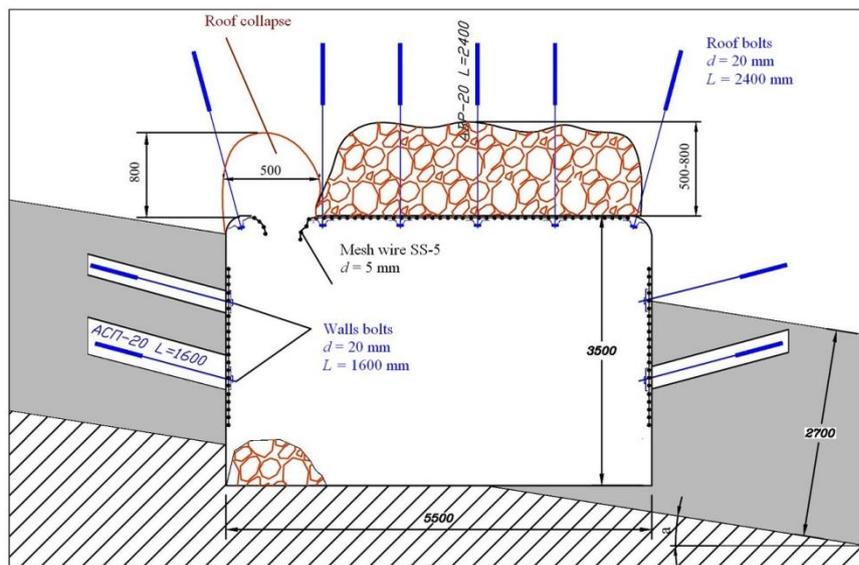


Рис. 2. Скопление отслоившихся пород кровли с деформацией решетчатой затяжки и образованием вывалов и куполов

Fig. 2. Accumulation of exfoliated roof rocks with mesh wire deformation and formation of collapses and domes

При скоплении обрушенных пород с деформацией решетчатой затяжки и образованием купола по всей ширине выработки (рис. 3) высота куполов, как пра-

вило, составляет до 2,5–3,0 м, ширина равна ширине выработки, а протяженность может достигать 10 м.

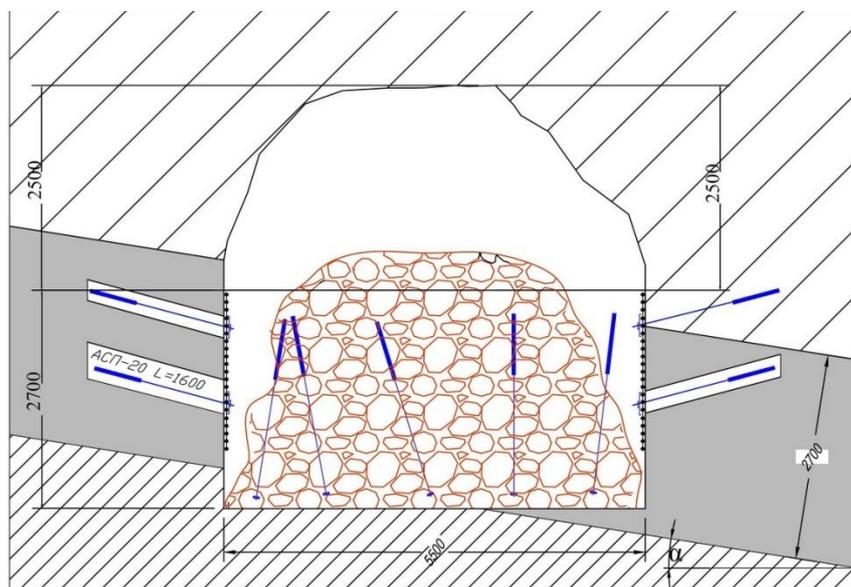


Рис. 3. Скопление обрушенных пород с деформацией решетчатой затяжки и образованием купола по всей ширине штрека

Fig. 3. Accumulation of collapsed rocks with mesh wire deformation and dome formation along the entire width of the roadway

При данном виде деформаций массива на аварийных участках производится полная перекрепка выработки. Работы по перекрепке выполняются со специального полка. Обрушившиеся породы выпускаются из под решетки в выработку, убираются деформированные части решетчатой затяжки, за-

тем производится оборка боков и кровли. По сечению выработки устанавливается либо новая анкерная крепь, либо металлическая рамная крепь. Пустоты в боках и кровле заполняются либо выкладкой деревянной козловой крепи, либо пенобетоном (текфом).

При отжиме пород в боках выработок в форме призмы сползания (рис. 4) углы призмы сползания θ изменяются в широких пределах – от 50° до 65° , а ширина призмы сползания C – от 1,0 до 1,8 м. Отжим в виде призм сползания вызывает значительные обнажения пород кровли и их вывалы в выработку. Ширина выработок вследствие этого на контакте с породами резко увеличивается. При отсутствии вывалов

породы из кровли на участках выработок с отжимом производится усиление крепи исходя из ширины призмы сползания. Первоначально подводится решетчатая затяжка, затем устанавливается усиливающая анкерная крепь.

Отжим угля и пород в боках выработок в виде вывалов (рис. 5) наблюдается на участках, где кровля труднообрушаемая.

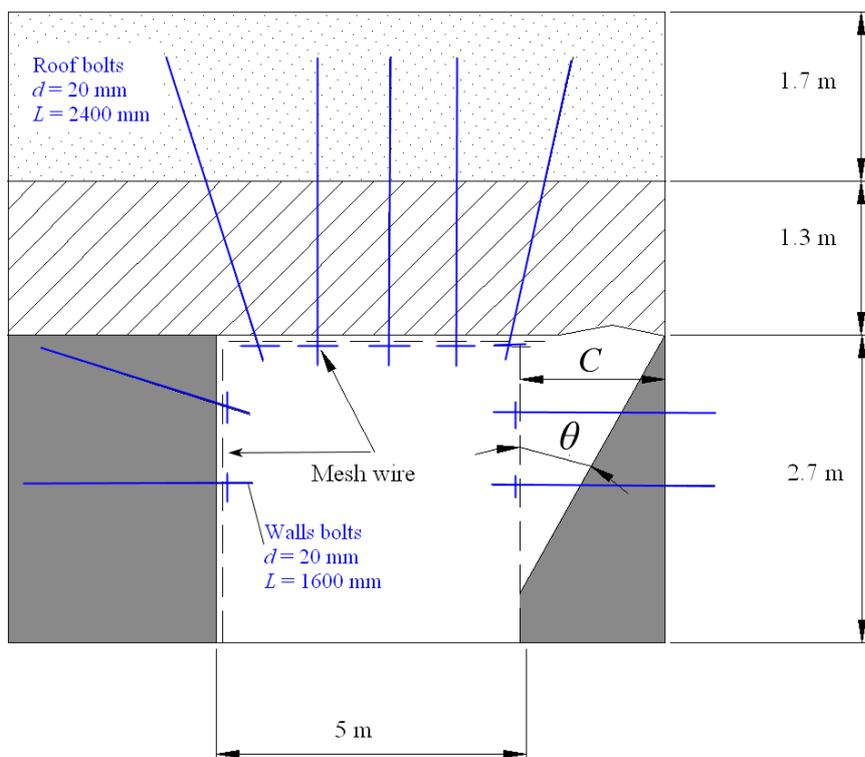


Рис. 4. Отжим угля из бока вентиляционного штрека 4-9-25 в виде призмы сползания в условиях ш. «Распадская»
 Fig. 4. Squeezing of rocks in the walls of air roadway 4-9-25 of «Raspadskaya» mine in the form of a sliding prism

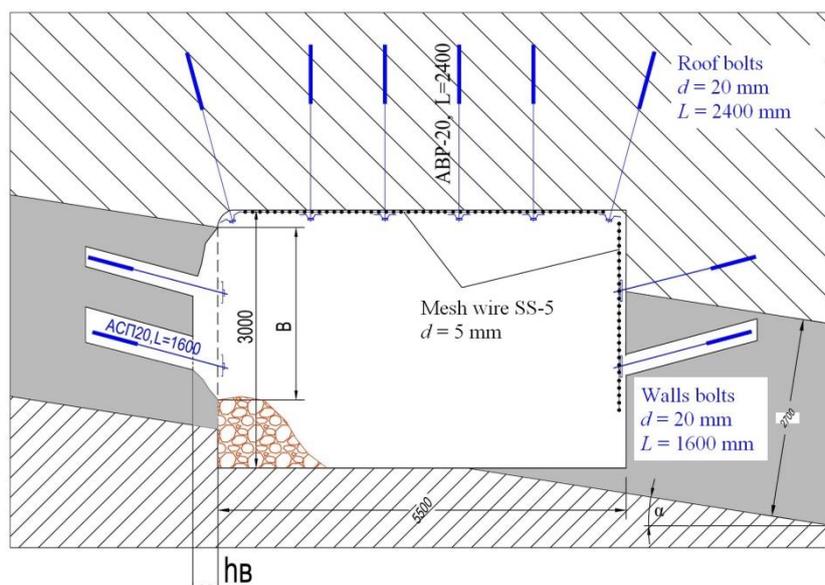


Рис. 5. Отжим угля и пород в боках выработок в виде вывалов
 Fig. 5. Squeezing of coal and rocks in the walls of workings in the form of dumps

Глубина отжима h_b достигает 1 м и более, высота B достигает высоты выработки. Отжимы, как правило, локализуются в подготовительных выработках со стороны висячего бока. При незначительных вывалах в боках ремонтные работы производятся установкой и закреплением решетчатой затяжки или полимерной сетки с помощью одного–двух сталеполимерных анкеров. При глубоких и высоких вывалах производится перекрепка участка. Убирается отслоившийся уголь и порода, выравнивается поверхность вывала, возводится решетчатая затяжка и анкера. В отдельных случаях вывалы заполняются скрепляющими составами типа Карбофил, Геофом, Текфом.

Эпизоды пластического выдавливания угля и пород из боков выработок (рис. 6) происходят в выработках с труднообрушаемой кровлей на участках с

ослабленными прочностными свойствами угля. Ослабленные слои угля при высоких горизонтальных напряжениях выдавливаются в сторону выработок. Выдавленная часть угля в выработку разрушается, нарушается крепление боков. Чаще выдавливание угля наблюдается в выработках со стороны висячего бока. Величина выдавливания угля d в выработку составляет 0,5–0,6 м, иногда больше. При выдавливании угля в выработках образуются нависающие карнизы. При высоких выработках они представляют опасность. Поэтому на таких участках производится перекрепка боков. Разрушенный уголь обрушается, бок выравнивается, перекрывается решетчатой затяжкой или полимерной сеткой, возводятся анкера в уголь массива, иногда угольный массив упрочняется скрепляющими химическими составами.

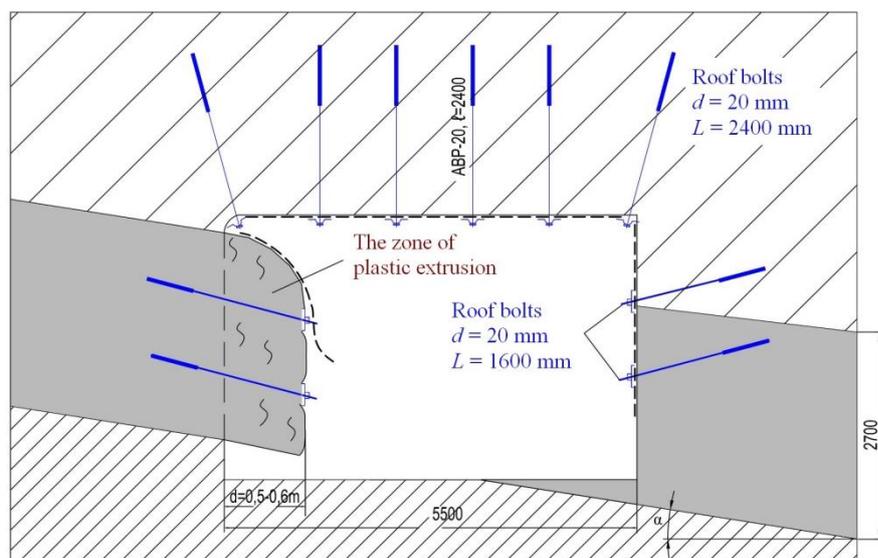


Рис. 6. Пластическое выдавливание угля и пород из бока выработки

Fig. 6. Plastic extrusion of coal and rocks from the wall of working

Обоснование параметров и схем восстановления крепления подземных выработок

Следует отметить, что действующая нормативная документация по расчету параметров и применению анкерной крепи на угольных шахтах России не охватывает вопросы ремонта поврежденных участков горных выработок. Поэтому на основе выявленных типовых форм деформаций приконтурного углепородного массива были разработаны проектные решения по усилению крепления или полной перекрепке поврежденных участков горных выработок. Они включают в себя: схему установки, обоснование параметров и номенклатуру применяемых элементов крепи-усиления, технологию работ, список применяемого оборудования. Расчет требуемых параметров крепи производился с использованием основных положений теории свода равновесия [14].

При ремонте участков выработок со скоплением отслоившихся пород кровли с деформацией решетчатой затяжки и образованием вывалов и куполов (рис. 2) расположение куполов и вывалов относительно центра выработки определяется образовавшимся расслоением по-

род или естественной слоистостью и послыонными трещинами. Развитие куполов по высоте происходит по нормали к послыонным трещинам и трещинам расслоения (рис. 7). При расчете параметров анкерной крепи для крепления образовавшихся при механических процессах локального образования вывалов и куполов [15, 16] необходимо определить следующие параметры: B_b – высота вывала; L_{ST} – устойчивый пролет вывала; δ – угол наклона линии облома слоев породы у опор в боках.

Ожидаемая высота вывала принимается равной высоте свода обрушения:

$$B_b = \frac{L}{2 \cdot K \cdot f}, \quad (1)$$

где L – пролет выработки, м; K – количество слоев от контура выработки до основания вывала ($K = \sum m_i$); m_1, m_2, m_3, m_4 – мощность слоев пород в кровле, м.

Устойчивый пролет вывала при углах падения пласта α до 10° определяется по формуле:

$$L_{ST} = L - 2B_b \cdot ctg\delta, \quad (2)$$

где δ – угол наклона линии облома слоев опор, град ($\delta = 60^\circ - 70^\circ$).

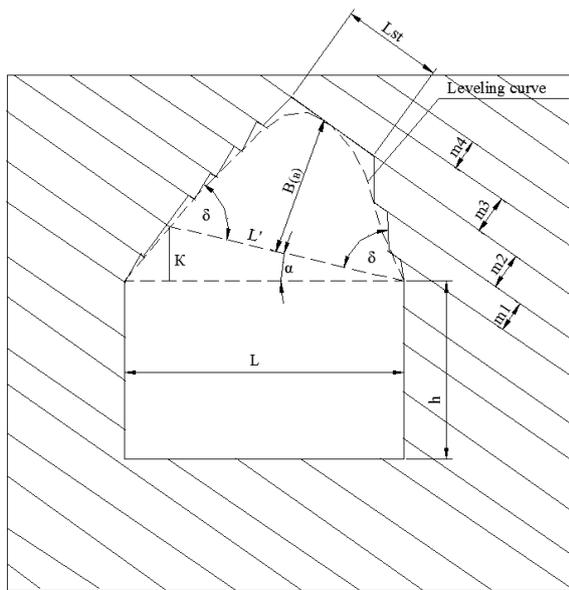


Рис. 7. Схема для определения основных ожидаемых параметров вывалов при механических процессах локального образования вывалов или куполов

Fig. 7. Scheme for determining the main expected parameters of collapses during mechanical processes of local formation of collapses or domes

Устойчивый пролет вывала при углах падения пласта α более 10° определяется по формуле:

$$L_{\text{СТ}} = L' - 2B_B \cdot \text{ctg} \delta, \quad (3)$$

где L' – основание вывала, м.

$$L' = \frac{K}{\sin \alpha}. \quad (4)$$

Длина анкера для крепления вывалов выработок определяется по формуле:

$$l_a = B_B + l_3, \quad (5)$$

где l_3 – глубина заложения анкера за зону вывала, м (не менее 0,3 м).

При креплении вывалов схема установки анкеров может быть любая: линейная, шахматного вида, произвольная в зависимости от параметров и формы вывала. При этом целесообразно использовать плотность установки анкеров Π и расстояние между анкерами C_a .

Плотность установки анкеров определяется по формуле:

$$\Pi = \frac{B_B \cdot \gamma_K \cdot \Pi_{\Pi}}{N_a}, \quad (6)$$

где γ_K – объемный вес пород кровли, kH/m^3 ; Π_{Π} – коэффициент перегрузки анкеров, принимается равным 1,2; N_a – несущая способность анкера, кН.

Расстояние между анкерами определяется по формуле:

$$C_a = \sqrt{\frac{N_a}{B_B \cdot \gamma_K \cdot \Pi_{\Pi}}}. \quad (7)$$

Требуемое сопротивление для крепления вывала определяется по формуле:

$$P_a = B_B \cdot \gamma_K, \quad (8)$$

где P_a – сопротивление возводимой крепи в поверхности вывала, kH/m^2 .

Используя плотность установки анкеров и необходимое расстояние между анкерами, производится подготовка паспорта крепления выработок.

Ранее было установлено [17], что в зависимости от провисания решетчатой затяжки и ее деформации степень опасности в выработке квалифицируется следующим образом:

- при провисании решетчатой затяжки не более 0,3 м в выработке необходимо наладить контроль за состоянием решетчатой затяжки и выработки;
- при провисании решетчатой затяжки до 0,4 м состояние в выработке неудовлетворительное, необходимо планировать ремонтные работы;
- при провисаниях решетчатой затяжки более 0,4 м состояние в выработке следует относить к опасным, требуется производить ремонтные работы;
- при провисании решетчатой затяжки 0,5 м и более выработка находится в опасном состоянии, требуется немедленно приводить ремонтные работы.

В качестве примера реализации проектных решений по ремонту и усилению анкерного крепления выработок представлен участок вентиляционного штрека по пласту 9 в условиях ш. «Распадская» с отслоившимися породами, с разрывом решетчатой затяжки (рис. 8). Работы по ремонту необходимо производить с использованием рамной крепи – опорных рам и временной крепи. Опорная рама изготавливается из двух рудстоек диаметром не менее 200 мм с установкой стоек под деревянный верхняк. В качестве верхняка используется лафет (брус или плаха). Рама устанавливается в промежутках между анкерными рядами перед аварийным участком. Временная крепь служит для крепления части участка, где будет производиться выпуск породы из кровли и замена решетчатой затяжки.

Работы по ремонту штрека выполняются в следующей последовательности. К участку выработки доставляются элементы опорной рамы и рамы временной крепи и другие материалы – анкера усиливающей крепи с шайбами и гайками, решетчатая затяжка, плаха (брус или лафет), переносной полук, оборудование и инструмент для выполнения работ, одна или две деревянные лестницы, металлические пики длиной не менее 3 м.

Первоначально устанавливается опорная рама с использованием распора и деревянных клиньев. После этого с помощью металлических пик проводится оборка кровли и боков от зависших кусков породы и угля. Рама временной крепи устанавливается непосредственно перед передней границей участка, где должны производиться ремонтные работы. Параметры анкеров усиливающей крепи рассчитываются по действующей в России нормативной методике, по средневзвешенному сопротивлению пород в пределах мощности, равной ширине выработки.

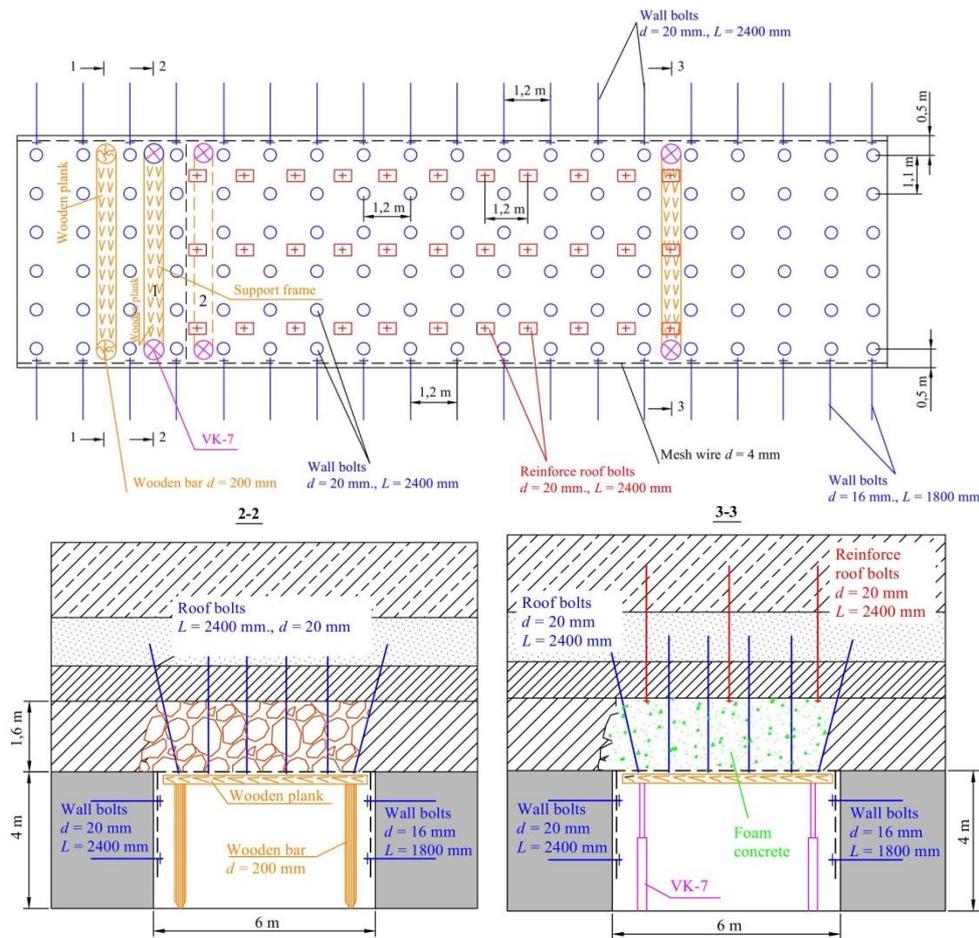


Рис. 8. Состояние штрека после выполнения ремонтных работ

Fig. 8. Roadway condition after completion of repair work

Установка анкеров осуществляется под индивидуальные подхваты в виде опорных сферических шайб с размерами 300×300 мм или плоский подхват с размерами 300×300 мм. Плотность установки анкеров не менее 0,5 анк/м². Таким образом производятся ремонтные работы по длине участка. При этом шаг выпуска пород и усиления крепи при ремонте принимается не более 1–1,2 м (рис. 8). Увеличение высоты выработки после выпуска разрушенной породы на ремонтируемом участке вызывает снижение сопротивления угля в боках штрека, увеличивает относительную напряженность в боках [18–20]. Рекомендуется увеличенную часть высоты боков в выработках после выпуска разрушенных пород кровли закреплять анкерной крепью. При этом в боках устанавливается дополнительно по одному анкеру. После установки усиливающих анкеров по всей длине участка уборки опорной рамы и рамы временной крепи производится заполнение образовавшейся пустоты легким пенобетоном.

Выводы

1. Установлено, что в процессе эксплуатации горных выработок, закрепленной анкерной крепью, в их кровле и боках происходят следующие геомеханические процессы: процесс сплошного сводообразования, процесс локальных вывалообразований

и сползание боков с различной шириной призмы сползания.

2. При локальных геомеханических процессах локального вывалообразования расслоение пород, их отслоение и обрушение происходит не по всей длине выработок, а на отдельных участках выработок, где имеет место снижение прочностных свойств пород, повышенная трещиноватость, повышенная концентрация напряжений, влагонасыщение пород. На данных участках образуются вывалы пород из кровли, образование куполов, отжимы и вывалы угля из боков.
3. На основании результатов натурных исследований выявлены шесть типовых форм деформирования приконтурного углепородного массива.
4. Установлено, что в нормальных горно-геологических условиях (вне зон нарушений, вне зон ПГД) трещины давления формируются в пределах свода давления, а развитие свода происходит в направлении по нормали к создавшейся системе трещин.
5. Предложены проектные решения по усилению крепления или полной перекрепке поврежденных участков горных выработок, в которых происходят процессы локального вывалообразования. Расчет требуемых параметров крепи производился с использованием основных положений теории свода равновесия, а также на базе действующей в России нормативной методики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Оценка влияния динамических сейсмических воздействий на устойчивость подземных горных выработок / С.С. Цибаев, А.А. Ренев, А.С. Позолотин, С.Н. Мефодьев // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2020. – № 2. – С. 101–111. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-2-0-101-111.
2. Mark C. Design of roof bolt systems // Proceedings: New Technology for Coal Mine Roof Support / Eds. C. Mark, D.R. Dolinar, R.J. Tuchman, T.M. Barczak, S.P. Signer, P.F. Wopat. – Cincinnati, OH: U.S. Department of Health and Human Services, Public Health Service, Centers for Disease Control and Prevention, National Institute for Occupational Safety and Health, 2000. – P. 99–109. URL: <https://stacks.cdc.gov/view/cdc/8306> (дата обращения: 14.03.2021).
3. Shreedharan S., Kulatilake P.H.S.W. Discontinuum – equivalent continuum analysis of the stability of tunnels in a deep coal mine using the distinct element method // Rock Mechanics And Rock Engineering. – 2016. – № 49 (5). – P. 1903–1922. URL: https://www.researchgate.net/publication/284103706_Discontinuum-Equivalent_Continuum_Analysis_of_the_Stability_of_Tunnels_in_a_Deep_Coal_Mine_Using_the_Distinct_Element_Method (дата обращения: 14.03.2021).
4. Factors influencing intersection stability in U.S. coal mines / G.M. Molinda, C. Mark, E.R. Bauer, D.R. Babich, D.M. Pappas // Proceedings of the 17th International Conference on Ground Control in Mining / ed. by S.S. Peng. – Morgantown, WV: University of West Virginia, 1998. – P. 267–275. URL: <https://www.cdc.gov/niosh/mining/works/cover-sheet599.html> (дата обращения: 14.03.2021).
5. Analysis of rock mass and anchor support elements deformations during the long-term maintenance of mine workings / S. Tsibaev, A. Renev, R. Zainulin, A. Kucherenko // Vth International Innovative Mining Symposium. – 2020. – V. 174. URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017401001> (дата обращения: 14.03.2021).
6. Renev A., Tsibaev S., Kalinin S. The evaluation of negative anthropogenic factors subjection on bolts stability and surrounding massif deformations // Coal in the 21st Century: Mining, Intelligent Equipment and Environment Protection: 9th China–Russia Symposium. – 2018. – P. 359–364. URL: <https://doi.org/10.2991/coal-18.2018.67> (дата обращения: 14.03.2021).
7. Rock pressure manifestation in development workings advanced in a thick coal seam / K. Filimonov, D. Zorkov, S. Tsibaev, A. Kucherenko // Vth International Innovative Mining Symposium. – 2020. – V. 174. URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017401037> (дата обращения: 14.03.2021).
8. Abramovich A., Pudov E., Kuzin E. Prerequisites for the establishment of the auto-mated monitoring system and accounting of the displacement of the roof of underground mines for the improvement of safety of mining work // The Second International Innovative Mining Symposium. E3C Web of Conferences. – 2017. – V. 21. URL: https://www.researchgate.net/publication/320985259_Prerequisites_for_the_Establishment_of_the_Automated_Monitoring_System_and_Accounting_of_the_Displacement_of_the_Roof_of_Underground_Mines_for_the_Improvement_of_Safety_of_Mining_Work (дата обращения: 14.03.2021).
9. Рекомендации по систематическому визуальному контролю за работой анкерной крепи / В.П. Баскаков, Н.Т. Бедарев, С.Г. Костюк и др. – Прокопьевск: КузГТУ, 2013. – 39 с.
10. Practical investigations into resin anchored roof bolting parameters / J. Purcell, D. Vandermaat, M. Callan, P. Craig // Proceedings of the 16th Coal Operators' Conference, Mining Engineering. – Wollongong (NSW): University of Wollongong, 2016. – P. 53–63.
11. Colback P., Wiid B.L. The influence of moisture content on the compressive strength of rocks // Proceedings of the 3rd Canadian Rock Mechanism Symposium. – Toronto: University of Toronto, 1965. – P. 65–83.
12. Influence of water content and anisotropy on the strength and deformability of low porosity meta-sedimentary rocks under triaxial compression / D. Li, L.N.Y. Wong, G. Liu, X. Zhang // Engineering Geology. – 2012. – V. 126. – P. 46–66. URL: https://www.researchgate.net/publication/256699765_Influence_of_water_content_and_anisotropy_on_the_strength_and_deformability_of_low_porosity_meta-sedimentary_rocks_under_triaxial_compression (дата обращения: 14.03.2021).
13. Practical approaches to sand management / A. Acock, T. Oourke, D. Shirmboh, J. Alexander, G. Andersen, T. Kaneko, A. Venkitaraman, J. Lopez de Cardenas, M. Nishi, M. Numasawa, K. Yoshioka, A. Roy, A. Wilson, A. Twynam // Oilfield Review. – 2004. – V. 16. – P. 10–27. URL: https://www.researchgate.net/publication/288809656_Practical_approaches_to_sand_management (дата обращения: 14.03.2021).
14. Цимбаревич П.М. Механика горных пород. – М.: Углетехиздат, 1948. – 184 с.
15. Gale W.J., Fabjanczyk M.W., Guy R.J. Optimization of reinforcement design of coal mine roadways // Proceedings of the 11th International Conference on Ground Control in Mining. – Wollongong, New South Wales, Australia: University of Wollongong, 1992. – P. 272–279.
16. Esterhuizen G.S., Tulu I.B. Analysis of alternatives for using cable bolts as primary support at two low-seam coal mines // International Journal of Mining Science and Technology. – 2015. – V. 16. URL: https://www.researchgate.net/publication/287374864_Analysis_of_alternatives_for_using_cable_bolts_as_primary_support_at_two_low-seam_coal_mines (дата обращения: 14.03.2021).
17. Исследование влияния очистных работ на состояние штреков, поддерживаемых в целиках в условиях шахты «ИМ. В.Д. Ялевского» / К.А. Филимонов, А.А. Ренев, А.В. Кучеренко, П.В. Гречишкин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 5. – С. 133–148. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-05-0-133-148.
18. Zhu W., Xu J., Xu G. Mechanism and control of roof fall and support failure incidents occurring near longwall recovery roadways // The Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy. – 2017. – V. 117. – № 11. – P. 1063–1072. DOI: 10.17159/2411-9717/2017/v117n11a11.
19. Karampinos E., Hadjigeorgiou J., Pierce M. Explicit representation of rock reinforcement in 3D DEM models for foliated ground // The Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy. – 2018. – V. 118. – № 12. – P. 1243–1250. DOI: 10.17159/2411-9717/2018/v118n12a2.
20. Numerical study on roadway stability under weak geological condition of PT Gerbang Daya Mandiri Underground Coal Mine in Indonesia / P. Phanthoudeth, T. Sasaoka, H. Shimada, B. Ulaankhuu, J. Oya, S. Dwiki, T. Karian // GSTF Journal of Geological Sciences (JGS). – 2016. – V. 3. – № 1. – P. 15–23. DOI: 10.5176/2335-6774.3.1.26.

Поступила: 28.04.2021 г.

Информация об авторах

Цибаев С.С., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки месторождений полезных ископаемых Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева.

Ренев А.А., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки месторождений полезных ископаемых Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева.

Ванг Цин, профессор, государственная лаборатория предотвращения и контроля катастроф в горном деле Шаньдунского научно-технического университета.

Юй Фэн-Хай, научный сотрудник, государственная лаборатория предотвращения и контроля катастроф в горном деле Шаньдунского научно-технического университета.

UDC 622.281.74

ANALYSIS OF DEFORMATION OF TYPICAL FORMS SURROUNDING ROCK MASSIF FOR MINE WORKINGS SUPPORT RECOVERY

Sergey S. Tsibaev¹,
cibaevss@kuzstu.ru

Alexey A. Renev¹,
raa@kuzstu.ru

Qing-duo Wan²,
qwang@sdust.edu.cn

Feng-hai Yu²,
yufenghai2006@163.com

¹ T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University,
28, Vesennaya street, Kemerovo, 650000, Russia.

² Shandong University of Science and Technology,
579 Qianwangang Road, Huangdao District, Qingdao, Shandong Province, 266590, China.

Relevance. More than 75 % of underground mine workings are supported by anchorage nowadays. In the case of long-term mine workings maintenance the deformations of surrounding rock massif and anchoring elements occur. The surrounding rock massif typical forms deformations determination in order to develop the design solutions and substantiate anchorage parameters is currently urgent scientific and practical task. Especially it is important in case of mine workings support repair or recovery stages.

The main aim is mine working anchorage design solutions and parameters substantiate during the repair and recovery stages.

Methods: field measurements, statistical processing of results.

Results. The paper introduces the description, causes of occurrence and manifestation forms of geomechanical processes in surrounding rock massif supported by anchorage. Based on the long-term field measurements six forms of rock massif typical deformations have been established. The roof bridging begins with decompaction of rocks, which causes rocks stratification under the influence of gravity. This results in cavities formation and lower layers separation from upper ones. Because of formation of the plastic deformation zone around mine workings the extraction and dumping coal from walls occur. Coal and rocks are in an unbound state and are kept in balance due to the forces of friction and resistance of the support in the zones of plastic deformations. Its width depends on many factors such as the working width and the internal friction angle. The coefficient of stress concentration in the walls rises up due to growth of mine working width.

Key words:

Mine workings stability, mine workings repair, anchorage, deformations, displacement, convergence.

REFERENCES

1. Tsibaev S.S., Renev A.A., Pozolotin A.A., Mefodiev S.N. Assessment of seismic impacts on stability of openings in underground mines. *Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2020, no. 2, pp. 101–111. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-2-0-101-111 In Rus.
2. Mark C. Design of roof bolt systems. *Proceedings: New Technology for Coal Mine Roof Support*. Eds. C. Mark, D.R. Dolinar, R.J. Tuchman, T.M. Barczak, S.P. Signer, P.F. Wopat. Cincinnati, OH, U.S. Department of Health and Human Services, Public Health Service, Centers for Disease Control and Prevention, National Institute for Occupational Safety and Health, 2000. pp. 99–109. Available at: <https://stacks.cdc.gov/view/cdc/8306> (accessed 14 March 2021).
3. Shreedharan S., Kulatilake P.H.S.W. Discontinuum – equivalent continuum analysis of the stability of tunnels in a deep coal mine using the distinct element method. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2016, no. 49 (5), pp. 1903–1922. Available at: https://www.researchgate.net/publication/284103706_Discontinuum-Equivalent_Continuum_Analysis_of_the_Stability_of_Tunnels_in_a_Deep_Coal_Mine_Using_the_Distinct_Element_Method (accessed 14 March 2021).
4. Molinda G.M., Mark C., Bauer E.R., Babich D.R., Pappas D.M. Factors Influencing Intersection Stability in U.S. Coal Mines. *Proceedings of the 17th International Conference on Ground Control in Mining*. Ed. by S.S. Peng. Morgantown, WV, University of West Virginia, 1998. pp. 267–275. Available at: <https://www.cdc.gov/niosh/mining/works/cover-sheet599.html> (accessed 14 March 2021).
5. Tsibaev S., Renev A., Zainulin R., Kucherenko A. Analysis of rock mass and anchor support elements deformations during the long-term maintenance of mine workings. *Vth International Innovative Mining Symposium*, 2020, vol. 174. Available at: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017401001> (accessed 14 March 2021).
6. Renev A., Tsibaev S., Kalinin S. The evaluation of negative anthropogenic factors subjection on bolts stability and surrounding massif deformations. *9th China–Russia Symposium. Coal in the 21st Century: Mining, Intelligent Equipment and Environment Protection*, 2018, pp. 359–364. Available at: <https://doi.org/10.2991/coal-18.2018.67> (accessed 14 March 2021).
7. Filimonov K., Zorkov D., Tsibaev S., Kucherenko A. Rock pressure manifestation in development workings advanced in a thick coal seam. *Vth International Innovative Mining Symposium*, 2020, vol. 174. Available at: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017401037> (accessed 14 March 2021).
8. Abramovich A., Pudov E., Kuzin E. Prerequisites for the establishment of the auto-mated monitoring system and accounting of the displacement of the roof of underground mines for the improvement of safety of mining work. *The Second International Innovative Mining Symposium. E3C Web of Conferences*, 2017, vol. 21. Available at: https://www.researchgate.net/publication/320985259_Prerequisites_for_the_Establishment_of_the_Automated_Monitoring_System_and_Accounting_of_the_Displacement_of_the_Roof_of_Underground_Mines_for_the_Improvement_of_Safety_of_Mining_Work (accessed 14 March 2021).
9. Baskakov V.P. *Rekomendatsii po sistematicheskomu vizualnomu kontrolyu za rabotoy ankerney krepki* [The bolts control visual me-

- thodical recommendation]. Prokopenk, KuzGTU Publ., 2013. 39 p.
10. Purcell J., Vandermaat D., Callan M., Craig P. Practical investigations into resin anchored roof bolting parameters. *Proceedings of the 16th Coal Operators' Conference, Mining Engineering*. Wollongong (NSW), University of Wollongong, 2016. pp. 53–63.
 11. Colback P., Wiid B.L. The influence of moisture content on the compressive strength of rocks. *Proceedings of the 3rd Canadian Rock Mechanism Symposium*. Toronto, University of Toronto, 1965. pp. 65–83.
 12. Li D., Wong L.N.Y., Liu G., Zhang X. Influence of water content and anisotropy on the strength and deformability of low porosity meta-sedimentary rocks under triaxial compression. *Engineering Geology*, 2012, vol. 126, pp. 46–66. Available at: https://www.researchgate.net/publication/256699765_Influence_of_water_content_and_anisotropy_on_the_strength_and_deformability_of_low_porosity_meta-sedimentary_rocks_under_triaxial_compression (accessed 14 March 2021).
 13. Acock A., Oourke T., Shirmboh D., Alexander J., Andersen G., Kaneko T., Venkitaraman A., Lopez de Cardenas J., Nishi M., Numasawa M., Yoshioka K., Roy A., Wilson A., Twynam A. Practical approaches to sand management. *Oilfield Review*, 2004, vol. 16, pp. 10–27. Available at: https://www.researchgate.net/publication/288809656_Practical_approaches_to_sand_management (accessed 14 March 2021).
 14. Tsimbarevich P.T. *Mekhanika gornykh porod* [Mine rock mechanics]. Moscow, Ugletekhizdat Publ., 1948. 184 p.
 15. Gale W.J., Fabjanczyk M.W., Guy R.J. Optimization of reinforcement design of coal mine roadways. *Proceedings of the 11th International Conference on Ground Control in Mining*. Wollongong, New South Wales, Australia, University of Wollongong, 1992. pp. 272–279.
 16. Esterhuizen G.S., Tulu I.B. Analysis of alternatives for using cable bolts as primary support at two low-seam coal mines. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2015, vol. 16. Available at: https://www.researchgate.net/publication/287374864_Analysis_of_alternatives_for_using_cable_bolts_as_primary_support_at_two_low-seam_coal_mines (accessed: 14 March 2021).
 17. Filimonov K.A., Renev A.A., Kucherenko A.V., Grechishkin P.V. Influence of longwalling on reinforced roadways in pillars in Yalovsky Mine. *Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2019, no. 5, pp. 133–148. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-05-0-133-148. In Rus.
 18. Zhu W., Xu J., Xu G. Mechanism and control of roof fall and support failure incidents occurring near longwall recovery roadways. *The Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 2017, vol. 117, no. 11, pp. 1063–1072. DOI: 10.17159/2411-9717/2017/v117n11a11.
 19. Karampinos E., Hadjigeorgiou J., Pierce M. Explicit representation of rock reinforcement in 3D DEM models for foliated ground. *The Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 2018, vol. 118, no. 12, pp. 1243–1250. DOI: 10.17159/2411-9717/2018/v118n12a2.
 20. Phanthoudeth P., Sasaoka T., Shimada H., Ulaankhuu B., Oya J., Dwiki S., Karian T. Numerical study on roadway stability under weak geological condition of PT Gerbang Daya Mandiri underground coal mine in Indonesia. *GSTF Journal of Geological Sciences (JGS)*, 2016, vol. 3, no 1, pp. 15–23. DOI: 10.5176/2335-6774.3.1.26.

Received: 28 April 2021.

Information about the authors

Sergey S. Tsibaev, Cand. Sc., associate professor, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University.

Alexey A. Renev, Dr. Sc., professor, head of the department, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University.

Qing-duo Wan, professor, State Key Laboratory of Mining Disaster Prevention and Control Co-founded by Shandong Province and the Ministry of Science and Technology, Shandong University of Science and Technology.

Feng-hai Yu, researcher, State Key Laboratory of Mining Disaster Prevention and Control Co-founded by Shandong Province and the Ministry of Science and Technology, Shandong University of Science and Technology.

Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Корректурa 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

Дата выхода 30.11.2021. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 27,10. Уч.-изд. л. 24,51.
Заказ 225-21. Тираж 500 экз. Цена 1020 руб.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Адрес учредителя, редакции, издателя, типографии:
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.