



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

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

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 330, № 10, 2019

Издательство
Томского политехнического университета
2019

ИЗВЕСТИЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ

Редакционная коллегия

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

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

Подписной индекс в объединённом каталоге
«Пресса России» – 18054

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2019

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

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

Учредителем является Томский политехнический университет.

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

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

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 геоактивов.

Журнал представляет интерес для геологов, химиков, технологов, физиков, экологов, энергетиков, специалистов по хранению и транспортировке энергоресурсов, ИТ-специалистов, а также ученых других смежных областей. Тематические направления журнала «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов»:

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

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

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

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

Окончательное решение по публикации статьи принимает главный редактор журнала.

Все материалы размещаются в журнале на бесплатной основе.

Журнал издается ежемесячно.

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

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

Volume 330, № 10, 2019

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

Editorial Board

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

AIMS AND SCOPES

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

The journal was founded in 1903.

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

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

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

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

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

- Geo Assets Exploration and Refining;
- Geo Assets Mining;
- Geo Assets Transportation;
- Geo Assets Deep processing;
- Energy-efficient production and conversion of energy based on Geo Assets;
- Safe disposal of Geo Assets and questions Geoecology;
- Geo-engineering of Eurasia and marginal sea.

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 2 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

- | | | |
|---|--|--|
| <p>Оценка несущей способности свай. Методы расчета и проблематика
 Кургuzов К.В., Фоменко И.К., Сироткина О.Н.</p> <p>Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления
 Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю.</p> <p>Апробация методик прогнозирования технологической эффективности выработки и оценки запасов нефти при подборе скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны скважин на примере Северо-Ореховского месторождения
 Дягилев В.Ф.</p> <p>Электромагнитная сушка влажных материалов с малой глубиной проникновения СВЧ-излучения в условиях теплосброса радиацией и конвекцией. I. Стадия прогрева
 Саломатов В.В., Карелин В.А., Саломатов В.В.</p> <p>Комбинированная роторно-устьевая уравнивающая система станка-качалки
 Уразакoв К.Р., Журавлев Д.В., Алимeтов Ш.А.</p> <p>Исследование отказоустойчивого вентильно-индукторного электродвигателя насоса для добычи нефти
 Однокопылов Г.И., Букреев В.Г., Розаев И.А.</p> <p>Об интерпретации данных статического зондирования грунтов
 Латыпов А.И., Яббарова Е.Н.</p> <p>Расчет параметров струйного аппарата для оптимального режима совместной работы с установкой электроцентробежного насоса
 Сарачева Д.А., Вахитова Р.И., Уразакoв К.Р.</p> <p>Динамическая эффективность воспроизводственных процессов на ресурсодобывающих территориях
 Шарф И.В., Михальчук А.А., Филимонова И.В.</p> <p>Генезис углеводородов юрского и доюрского комплексов Чистинного месторождения (зона Колтогорско-Уренгойского палеорифта)
 Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Исаев В.И., Стариков А.И., Кузина М.Я., Орлов С. А.</p> <p>Прогнозирование рисков заклинивания для исключения возможности прихватов технической системы «Перфобур» при бурении разветвленных каналов в терригенных коллекторах
 Лягов И.А., Губайдуллин А.Г., Лягов А.В., Могучев А.И., Попов А.Н.</p> <p>Закономерности изменений параметров процессов переноса многокомпонентных углеводородных газовых сред в условиях сепарации
 Николаев Е.В., Харламов С.Н.</p> <p>Интеллектуальная информационно-измерительная система теплофизических свойств теплоизоляционных покрытий магистральных трубопроводов
 Селиванова З.М., Павлов В.И.</p> <p>Состав и структура смолистых компонентов легкой и тяжелых нефтей
 Герасимова Н.Н., Чешкова Т.В., Голушкова Е.Б., Сагаченко Т.А., Мин Р.С.</p> | <p>7</p> <p>26</p> <p>33</p> <p>49</p> <p>61</p> <p>69</p> <p>82</p> <p>91</p> <p>102</p> <p>111</p> <p>126</p> <p>137</p> <p>145</p> <p>155</p> | <p>Calculation of driven pile bearing capacity. Analytical methods and issues
 Kurguzov K.V., Fomenko I.K., Sirotkina O.N.</p> <p>Assessment of informative value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves
 Martyushev D.A., Slushkina A.Yu.</p> <p>Approbation of methods for predicting oil reserves production and estimate technological efficiency when selecting wells-candidates for bottom-hole zone processing by the example of the Severo-Orekhovskoe field
 Dyagilev V.F.</p> <p>Electromagnetic drying of wet materials with microwave low penetration depth in conditions of heat removal by radiation and convection. I. Warm up phase
 Salomatov V.V., Karelin V.A., Salomatov V.V.</p> <p>Combined rotary-wellhead counterbalancing of pumpjack
 Urazakov K.R., Zhuravlev D.V., Alimetov Sh.A.</p> <p>Research of fault-tolerant switched-reluctance motor of electrical oil pump
 Odnokopylov G.I., Bukreev V.G., Rozaev I.A.</p> <p>On interpretation of the data of soil cone penetration tests
 Latypov A.I., Yabbarova E.N.</p> <p>Calculation of parameters of jet apparatus for optimal joint work mode with installation of electric centrifugal pump
 Saracheva D.A., Vakhitova R.I., Urazakov K.R.</p> <p>Dynamic effectiveness of reproduction in resource producing regions
 Sharf I.V., Mikhanchuk A.A., Filimonova I.V.</p> <p>Genesis of hydrocarbons of Jurassic and pre-Jurassic complexes of Chistinnoe field (Koltogorsk Urengoy paleorift area)
 Korzhov Yu.V., Lobova G.A., Isaev V.I., Starikov A.I., Kuzina M.Ya., Orlov S.A.</p> <p>Forecasting the risks of jamming to exclude the possibility of stitching the technical system «Perfobur» while drilling branched channels in terrigenous reservoirs
 Lyagov I.A., Gubaidullin A.G., Lyagov A.V., Moguchev A.I., Popov A.N.</p> <p>Regularities of changes in parameters of multicomponent hydrocarbon media transfer in separation conditions
 Nikolaev E.V., Kharlamov S.N.</p> <p>Intelligent information-measuring system of thermophysical properties of thermal insulation coatings of trunk pipelines
 Selivanova Z.M., Pavlov V.I.</p> <p>Composition and structure of resin components of light oil and heavy oils
 Gerasimova N.N., Cheshkova T.V., Goluhskova E.B., Sagachenko T.A., Min R.S.</p> |
|---|--|--|

- | | |
|---|--|
| <p>Эволюция гидрогеохимического поля северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в мезозое
 Новиков Д.А., Черных А.В., Садыкова Я.В., Дульцев Ф.Ф., Хилько В.А., Юрчик И.И.</p> <p>Золото-сульфидно-кварцевое месторождение Барсучий (Северо-Восточная Тува): минералогическо-геохимические особенности и условия образования
 Кужугет Р.В., Прокопьев И.Р., Редина А.А., Анкушева Н.Н.</p> <p>Таначи-Моктаконская зона нефтегазоаккумуляции – потенциальный объект совмещения добычи и переработки
 Битнер А.К., Безбородов Ю.Н., Прокатень Е.В., Орловская Н.Ф.</p> <p>Влияние смещения стационарного потенциала алюминиевой поверхности на свойства никель-фосфорных покрытий
 Рогова И.А., Ильин А.П., Налесник О.И., Матренин С.В.</p> <p>Динамика мирового производства и товарных потоков ниобиевого сырья
 Боярко Г.Ю.</p> <p>Новая роль природных ресурсов: туризм как механизм «выхода из колеи» российских сырьевых регионов (на примере Кузбасса)
 Кирьянова Л.Г., Сурцева А.А., Юматов К.В., Пятковский А.А.</p> | <p>165 Evolution of hydrogeochemical field of north and arctic regions of the West Siberian sedimentary basin in the Mesozoic
 Novikov D.A., Chernykh A.V., Sadykova Ya.V., Dultsev F.F., Khilko V.A., Yurchik I.I.</p> <p>181 Mineralogical and geochemical features and conditions of Barsuchy gold-sulfide-quartz deposit formation (north-eastern Tuva)
 Kuzhuget R.V., Prokopyev I.R., Redina A.A., Ankusheva N.N.</p> <p>197 Tanachi-Moktakonsky oil and gas accumulation zone – potential object of combination of production and processing
 Bitner A.K., Bezborodov Yu.N., Prokaten E.V., N.F. Orlovskaya</p> <p>209 Influence of stationary potential shift of aluminium surface on properties of nickel-phosphorus coatings
 Rogova I.A., Ilyin A.P., Nalesnik O.I., Matrenin S.V.</p> <p>216 Dynamics of global production and commodity flows of niobium raw materials
 Boyarko G.Yu.</p> <p>230 Tourism as a "post-staples" diversification for Russian remote resource-dependent regions: a new path for Kuzbass
 Kiriyanova L.G., Surtseva A.A., Yumatov K.V., Pyatovskiy A.A.</p> |
|---|--|

УДК 624.154.1

ОЦЕНКА НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СВАЙ. МЕТОДЫ РАСЧЕТА И ПРОБЛЕМАТИКА

Кургузов Константин Владимирович¹,
kurgusov@yandex.ru

Фоменко Игорь Константинович¹,
ifolga@gmail.com

Сироткина Ольга Николаевна²,
onsirotkina@gmail.com

¹ Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе,
Россия, 117997, г. Москва, ул. Микло-Маклая, 23.

² Московский государственный университет им. Ломоносова,
Россия, 119991, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы.

Актуальность. Свайные фундаменты повышают надежность зданий и сооружений, снижают уровень их неравномерных деформаций. Особенно часто свайные фундаменты приходится использовать при неблагоприятных инженерно-геологических условиях строительства. При широком применении в прошлом и при высокой востребованности сегодня такого технического решения очень актуальным остается вопрос расчета и оценки несущей способности свайных фундаментов.

Цель: проведение серии аналитических расчетов по определению несущей способности свай, анализ и сравнение их результатов с данными экспериментально-полевых испытаний.

Объекты. Экспериментальные (полевые) исследования несущей способности свай выполнялись в рамках работ по проектированию и строительству жилого комплекса в Люберецком районе Московской области. В качестве исходных данных для выполнения расчетов использовались материалы проектной документации.

Методы. Для выполнения аналитических расчетов использованы методики по Нордлунду и по Томлинсону, реализованные в программных комплексах RSPile (Rocscience) и GEO5, а также эмпирический способ в соответствии с СП 24.13330.2011.

Результаты. Факторы, влияющие на несущую способность свай, имеют сложный характер взаимодействия и определяют комплексный механизм работы сваи в грунте, не поддающийся в настоящее время строгому математическому описанию. Выполненные сопоставительные расчеты и сравнение полученных результатов с данными статических (контрольных) испытаний забивных свай позволили сделать вывод о том, что рассмотренные методы имеют существенные расхождения в результатах оценки несущей способности. Показано, что применительно к сложным инженерно-геологическим условиям площадки строительства с присутствием в разрезе слабых пылевато-глинистых и органоминеральных грунтов, достоверность результатов расчета по методу, регламентируемому в СП 24.13330, существенно снижается.

Ключевые слова:

Расчет несущей способности свай, взаимодействие свай с грунтом, забивные сваи, висячие сваи, методы расчета свай, статические испытания свай.

Введение

Рост мегаполисов, увеличение плотности населения, глобальные экономические вызовы, градостроительные и архитектурные новации неизбежно влияют на строительный прогресс. Фактор роста нагрузок и напряжений в конструкциях, фактор сложности инженерно-геологических условий городских агломераций – все это определяет необходимость внедрения современных решений при выборе типов фундаментов.

Использование свайных фундаментов в сложных инженерно-геологических условиях требует разработки оптимальных методов расчета [1–4]. Ключевым элементом при этом является точное понимание механизма работы системы свайный фундамент – грунтовый массив. Без точных математических моделей разработка эффективного проекта строительства зданий и сооружений на свайном основании не представляется возможной. Однако любая новая модель требует апробации и верификации. Недостаточность сравнительной информации работы модели с реальным поведением

системы свая – грунтовый массив заставляет проектировщиков закладывать «запасы на незнание» в проектах, что в конечном счете неизбежно приводит к существенным экономическим расходам, к увеличению сроков проектирования и строительства.

При максимальном использовании несущей способности свай по грунту и материалу обеспечивается рациональность и экономичность конструкций свайных фундаментов. К сожалению, в сложившейся отечественной практике зачастую не полностью используется прочность свай по грунту, в ряде случаев ее недоиспользование достигает 40 % [5]. Это можно объяснить следующим: излишней осторожностью при проектировании, некачественными изысканиями, неправильным применением методик расчета и, конечно же, недостатками самих используемых методов.

Излишняя осторожность проектировщиков не является оправданной, так как изучение и обобщение опыта строительства зданий на свайных фундаментах из забивных свай показывает, что они,

как правило, надежнее фундаментов на естественном основании. По статистике, несущественные деформации в несущих конструкциях составляют не более 0,02 % от числа построенных зданий. При этом возникновение деформаций объясняется главным образом неучетом грунтовых условий (заложение нижних концов свай в слабых органогенных и биогенных грунтах и др.), а также ошибками, допущенными в процессе производства работ.

К примеру, одним из интересных обстоятельств является то, что в соответствии с методикой Свода Правил (СП) 24.13330 [6] значения нормативных сопротивлений грунта под нижними концами свай указаны применительно к песчаным грунтам средней плотности, а для плотных песков рекомендуется их увеличивать до 100 % (табл. 7.2 СП 24.13330). И даже при этом многочисленные сопоставления нормативных значений несущей способности свай при заглублении нижних концов в плотные пески с результатами статических испытаний свай, погруженных в аналогичные грунты, показывают, что несущая способность свай, определенная по СП 24.13330, значительно занижена [7], т. е. даже при двукратном увеличении значения расчетных сопротивлений. Кроме того, практика показывает, что погружение забивных свай в плотные пески возможно не более чем на 0,3–0,5 м.

На рис. 1 приведены кривые зависимости осадок от нагрузок, полученные при испытаниях свай длиной до 7 м, сечением 30×30 см статической нагрузкой (по материалам института Фундаментпроект). При сравнении этих данных с результатами расчетов по СП 24.13330 можно увидеть существенные различия в значениях расчета несущей способности свай. Таким образом, эти диаграммы непосредственно указывают на целесообразность повышения несущей способности свай, заглубленных в плотные пески.

По данным ряда исследований [7], несущая способность свай, погруженных в плотные пески, оказывается в 1,5–2 раза выше результатов расчетов по СП 24.13330.

Современные нормативно-технические документы в строительстве рекомендуют выполнять

расчеты фундаментов, в том числе свайных, с учетом физической и геометрической нелинейности, с помощью численных методов, реализованных в популярных программных комплексах, таких как PLAXIS [8], Rocscience RS [9], ABAQUS [10], SCAD [11]. В СП 24.13330.2011 существует требование о необходимости выполнения расчетов свайных фундаментов с построением математических моделей, описывающих их механическое поведение для расчетов по первому или второму предельному состоянию. Также рекомендуется выполнять верификацию выбранных моделей, отражающих механизмы взаимодействия свайных фундаментов и прилегающих грунтовых массивов для выполнения геотехнических расчетов. Однако при этом не приводятся рекомендации по выбору подобных моделей, более того не представлен состав моделей, которые возможно применять в тех или других грунтовых условиях (кроме эмпирического решения по п. 7.2.2 СП 24.13330.2011).

В статье представлен краткий обзор существующих аналитических методик расчетов несущей способности забивных свай, используемых в отечественной и международной практике геотехнических расчетов. Показана сложность взаимодействия свай с грунтом, и раскрыты основные факторы, влияющие на этот процесс. Сделан краткий сопоставительный анализ результатов аналитических расчетов и сравнение их с результатами, полученными в процессе полевых (практических) испытаний свай.

Механизм работы свай в грунтовом массиве

Момент достижения предельного состояния грунта в основании свай, как правило, определяет максимальную несущую способность свай. Это относится к сваям любых типов. Однако такому состоянию соответствуют высокие значения осадки свай, поэтому в практике проектирования расчет несущей способности свай выполняет оценочную роль и служит для дальнейших определений максимально допустимой нагрузки на сваю и предварительному определению конструкции фундамента. В общем виде, работа свай, располо-

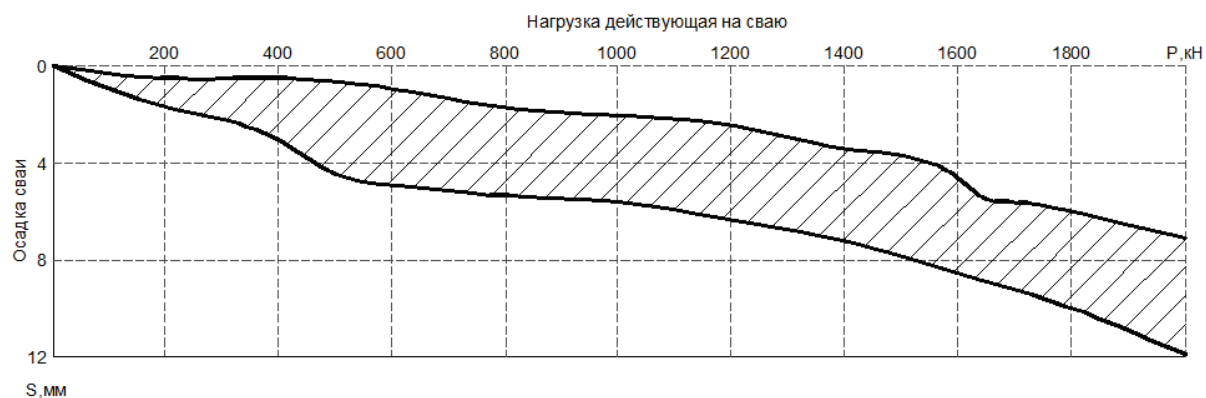


Рис. 1. Зависимость осадок свай, погруженных в плотные пески, от нагрузок

Fig. 1. Piles loading (P, kN) versus settlements (S, mm) into dense sands

женной в дисперсных грунтах, определяется двумя компонентами (1): сопротивлением ствола (R_s) свай, за счет бокового трения, и сопротивлением основания свай (R_b) при опирании на грунт:

$$R = R_s + R_b = \int_0^L f_s(z) p(z) dz + A_b q_b, \quad (1)$$

где f_s – сопротивление свай по боковой поверхности; A_b – площадь основания свай; q_b – удельное сопротивление под острием свай.

Правда, при строгой научной постановке, такой подход не может считаться в достаточной степени обоснованным. К примеру, при погружении свай формируется уплотненное грунтовое ядро в области ее нижней части, которое участвует в работе совместно, а не раздельно, с «пятой» и «стволом» свай. Другими словами, механизм взаимодействия свай и окружающего грунта является комплексным и сложным процессом, который зависит от многих факторов:

- сложности инженерно-геологических условий;
- истории образования грунтовых массивов (которая, в частности, определяет степень недоуплотненности или переуплотненности слагающих их грунтов), их текущего и прогнозного состояния (в том числе напряженно-деформированного);
- строения и состава окружающих грунтов, их физических и механических свойств;
- глубины погружения свай;
- технологии погружения;
- типа свай, их физических и геометрических параметров;
- функционального режима нагружения и интенсивности нагрузок;
- геотехнической сложности (плотность окружающей застройки, сложности проекта и пр.);
- процессов, изменяющихся во времени, и др.

Не малую роль в механизме взаимодействия свай с грунтом играет сложность и характер нагружения конструкции свай. На первом этапе нагружения, при невысокой вертикальной нагрузке конструкции свай, ее взаимодействие с окружающим грунтом происходит по упругой (при этом нелинейной) зависимости, без нарушения структурных связей в прилегающем грунте. При разгрузке конструкции свай осадки восстанавливаются. Здесь характер работы свай отражает классический механизм «свай-трения», т. е. внешняя нагрузка воспринимается за счет бокового трения и не передается на основание свай.

При дальнейшем нагружении, на втором этапе, начинают накапливаться необратимые сдвиговые деформации, что отражается нелинейным и пластическим характером деформирования. При этом в некоторых слоях грунта касательные напряжения и деформации достигают предельных значений, т. е. свая на отдельных участках достигает предельных значений сдвиговой осадки S_0 . Сопротивление трению по боковой поверхности свай

снижается до минимальных значений, и происходит перераспределение усилий от ствола свай к ее основанию. При достижении осадки, равной предельной сдвиговой, наступает «срыв» свай, и дальнейшая осадка свай носит незатухающий характер, без увеличения нагрузки (рис. 2).

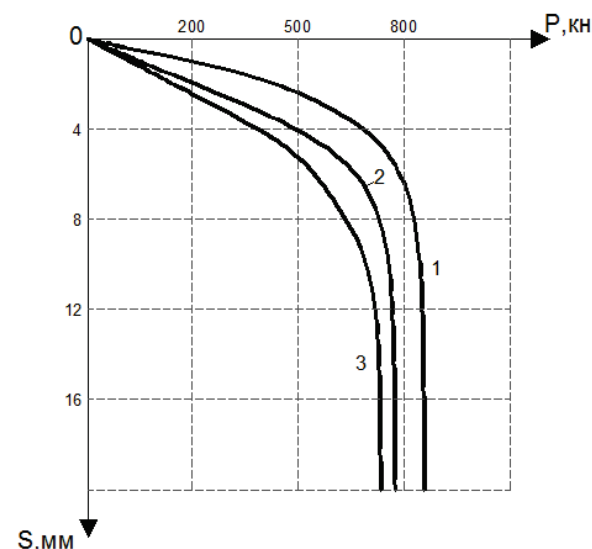


Рис. 2. График зависимости осадки S от нагрузки P для свай, погруженных в глинистых грунтах: 1 – твердой и полутвердой консистенции; 2 – полутвердой консистенции; 3 – тугопластичной консистенции

Fig. 2. Piles loading (P , kN) versus settlement rate (S , mm) into clays: 1 – very stiff clay; 2 – stiff clay; 3 – low plasticity clay

Таблица 1. Предельные сдвиговые осадки свай

Table 1. Limits of pile axial displacements for various soil types

Наименование грунта Soil description	Предельная сдвиговая осадка, S_0 , мм Axial displacements limit, mm
Песок мелкозернистый, средней плотности Fine-grained sand, medium density	5
Супесь легкая, пылеватая, средней плотности Light sandy loam, dusty, medium density	6
Супесь легкая, пылеватая с растительными остатками, мягкопластичная Light sandy loam, silty with plant residues, soft-plastic	7
Суглинок тугопластичный Loam hard plastic	9
Суглинок пылеватый, с гравием, мягкопластичный (морена) Loamy loam, with gravel, soft-plastic	10
Суглинок пылеватый, слоистый, мягкопластичный Loamy, layered, soft-plastic	15
Суглинок пылеватый, ленточный, мягкопластичный Loamy, belt, soft-plastic	18
Глина пылеватая, ленточная, тугопластичная Clay dust, belt, hard plastic	22
Глина пылеватая, ленточная, мягкопластичная Clay dust, belt, soft-plastic	25

Значения предельных сдвиговых осадок зависят от типа грунтов, их строения, состава и состоя-

ния. В 60-х гг. прошлого столетия, на основе статических испытаний, проведенных «Ленинградоргстроем» [12], были получены значения предельных сдвиговых осадок свай для некоторых типов грунтов (табл. 1). Предельная сдвиговая осадка – это осадка, при которой прекращается дальнейшее искривление слоев грунта около сваи (депланация) и происходит срез грунта около ствола. Различные значения предельных сдвиговых осадок косвенно указывают на различные механизмы взаимодействия свай с грунтом не только в разных местах устройства свай, а также на разных отрезках ствола в пределах одной сваи по глубине.

На третьем этапе, при достижении нагрузок, близких к предельным, работа сваи происходит преимущественно за счет сопротивления грунта в зоне опирания нижнего конца сваи, т. е. характер работы сваи в грунте напоминает работу «свай-стойки» (рис. 3).

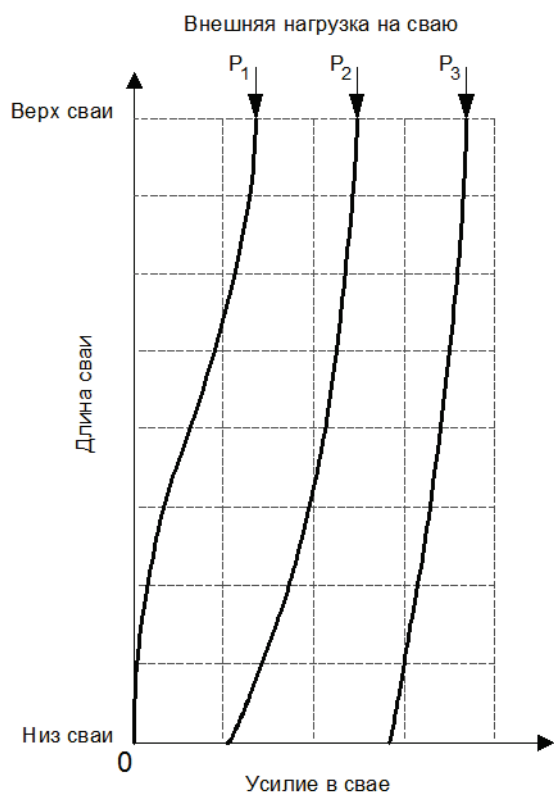


Рис. 3. Распределение усилий в свае по длине в зависимости от уровня загрузки

Fig. 3. Loads intensities and its distribution in piles

Особенности взаимодействия свай с глинистыми грунтами

При погружении свай в тонкодисперсные грунты происходит радиальное и вертикальное смещение частиц грунта и поровой несвязной воды. Это приводит к нарушению структуры грунта, к его уплотнению и росту порового давления вокруг сваи. В глинистых грунтах пластичных консистенций восстановление порового давления может занять несколько месяцев, что отражается в медлен-

ном наборе несущей способности этих грунтов. В строительной практике это явление называют эффектом «засасывания» свай. В период восстановления снижается поровое давление, происходит воссоздание структурных связей, грунты мягкопластичной и текучепластичной консистенции восстанавливают прочность и как бы обжимают сваю, происходит рост эффективного вертикального давления и пассивного горизонтального давления (нормального давления). В этот период можно наблюдать снижение эффекта набухания грунта на поверхности земли вокруг сваи.

Тиксотропные эффекты в грунтах, окружающих сваю, необходимо учитывать при проектировании свайных фундаментов, так как прочностные характеристики грунта, полученные на этапе геологических изысканий и лабораторных исследований, могут быть восстановлены только спустя значительный промежуток времени после устройства свайного фундамента. Например, для скандинавских глин процесс восстановления несущей способности свай занимает порядка одного года.

Наряду с собственно тиксотропией грунты могут проявлять квазитиксотропные свойства [13], т. е. частичное восстановление прочности после нагрузок.

Юрские глины Московского региона при нарушении их состояния существенно и, как правило, необратимо теряют свои первоначальные прочностные характеристики. Эти грунты, располагающиеся на значительных глубинах, в силу генетического формирования имеют высокую пористость (коэффициент пористости e), как правило, больше единицы) и находятся в слабоуплотненном ($\rho = 1,7 - 1,8 \text{ т/м}^3$), но твердом состоянии ($I \approx 0$), что предопределяет высокую изменчивость их свойств в случае нарушения их состояния. Так, при разгрузке этих грунтов, вызванных снятием вышележащих отложений, происходит их разуплотнение, что приводит к образованию трещин. И в случае попадания грунтовых вод при устройстве фундаментов или в процессе эксплуатации зданий (при попадании атмосферных вод через поверхность соприкосновения сваи с грунтом) это ведет к их набуханию, снижению показателя их консистенции и, как следствие, к ухудшению прочностных и деформационных характеристик в 2–5 раз [14].

Погружение свай в глины твердой консистенции также сопровождается смещением частиц грунта, уплотнением и снижением влажности грунтов, но при этом возможно развитие процесса трещинообразования. Закономерность развития трещин, как правило, определяется структурно-текстурными особенностями грунтов. Так, в ленточных глинах наблюдается глубокое развитие трещин вдоль плоскости слоев. В отличие от пластичных глин, в твердых глинах деформации смещения могут иметь необратимый характер, т. е. на протяжении всего жизненного цикла строительства и эксплуатации здания прочность грунтов не будет восстановлена. Различными экспери-

ментальными наблюдениями [15] установлено, что зона уплотнения грунта вокруг сваи на поверхности земли достигает 8 диаметров, а на уровне основания сваи – до 4,5 диаметров сваи.

В процессе погружения сваи имеет место явление в строительной практике называемое «ложным отказом». При этом может наблюдаться кратковременное увеличение прочности грунта под подошвой сваи. В дальнейшем в процессе релаксации напряжений в грунтах их прочность в основании сваи будет снижаться, т. е. будет достигнут действительный отказ сваи. Здесь нельзя забывать, что на изменчивость свойств глинистых грунтов во времени, при прочих равных, весьма значительно влияют условия образования данных отложений. Очевидно, что реология флювиогляциальных, аллювиальных или морских образований может отличаться в весьма широких пределах. К сожалению, в отличие от грунтоведения, генетический подход в механике грунтов получил гораздо меньшее развитие.

В городах, расположенных в устьях рек, часто приходится возводить здания и сооружения на значительной толще слабых грунтов, превышающей 20–30 м. Эта толща состоит в том числе из слоев органогенных, биогенных и глинистых грунтов в текучем состоянии. Такие условия предопределяют использование свайных фундаментов зданий и сооружений. Однако во многих случаях даже при длине свай 20 м они получаютися висячими и имеют несущую способность по грунту существенно ниже, чем может выдержать железобетонная свая по материалу. Кроме всего прочего, в районах речных долин со сложным и специфическим формированием пойменного или руслового аллювия характеристики сопротивления свай могут существенно отличаться от значений, указанных в нормативно-технической документации. Так, по региональным нормам для Санкт-Петербурга нор-

мативные сопротивления трению глинистых грунтов по боковой поверхности свай превышают в 1,5–2 раза аналогичные значения, приведенные в федеральных нормах (для глин с $I_L=0,3-0,7$) [16].

Очевидно, что геометрические и жесткостные параметры свай отражаются на значениях несущей способности. Увеличение размера сечения забивной сваи влияет на объем уплотняемого грунта, что отражается в увеличении радиальных (нормальных) напряжений на ствол сваи, а значит и на уровень сопротивления сваи трению (2):

$$f_s(z) = \sigma'_v(z)K \operatorname{tg}(\delta), \quad (2)$$

где σ'_v – природное давление грунта на глубине z ; K – боковое давление грунта; δ – угол трения боковой поверхности сваи о грунт (допустимо принимать равным $\delta=\varphi-5$, где φ – угол внутреннего трения).

При этом различными экспериментами установлена обратная зависимость удельной несущей способности q от поперечного размера сваи. Так, по данным опытов [17], разница между величинами предельного давления наименьшая для свай в рыхлых песках и наибольшая в плотных песках (рис. 4).

Влияние размеров поперечного сечения сваи на изменение предельного давления при прочих равных условиях называют масштабным эффектом. С уменьшением угла внутреннего трения грунтов влияние масштабного эффекта уменьшается, а в глинистых недренируемых грунтах это явление почти не наблюдается.

Как уже было упомянуто выше, многие связные грунты обладают тиксотропией, или способностью частично или полностью восстанавливать прочность через некоторое время после нарушения структурных связей (разупрочнения) вследствие действия внешней нагрузки. Разупрочнение грунта наступает вследствие нарушения структурных связей между его частицами и может проявляться

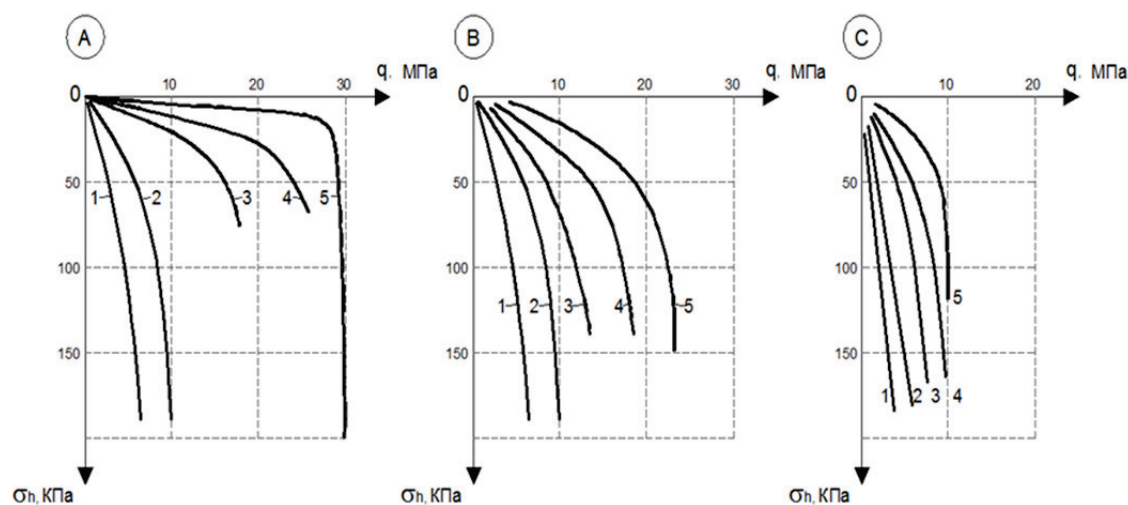


Рис. 4. Изменение удельного давления q на сваи в зависимости от их диаметра и бокового давления грунта. А – песок плотный; В – песок средней плотности; С – песок рыхлый. 1) $\varnothing 150$; 2) $\varnothing 100$; 3) $\varnothing 60$; 4) $\varnothing 30$; 5) $\varnothing 4,5$ см

Fig. 4. Specific pressure distribution on piles versus piles diameter, soil types and horizontal earth pressure. A – dense sand; B – medium dense sand; C – loose sand. 1) $\varnothing 150$; 2) $\varnothing 100$; 3) $\varnothing 60$; 4) $\varnothing 30$; 5) $\varnothing 4,5$ cm

как в виде разжижения (полной потери прочности), так и в виде некоторого размягчения (частичного снижения прочности).

Наблюдениями установлено, что размягчение и разжижение связных грунтов наиболее интенсивно происходит в зоне нарушения структурных связей при наличии свободной воды. Если ее нет, то в процессе разрушения структурных связей грунта связанная вода трансформируется в свободную. Чем больше свободной воды в зоне деформации грунта, тем легче нарушаются структурные связи в процессе погружения свай, способствуя облегчению их заглубления. В свою очередь, чем больше нарушено связей, тем ниже сопротивление сдвигу грунтов, а следовательно, их несущая способность. Поэтому наиболее низкой несущей способностью обладают сваи, погруженные в текучие, а также текучепластичные связные грунты.

После погружения свай в слабые глинистые грунты происходят сложные процессы по восстановлению нарушенной структуры грунта (в первую очередь, тиксотропному упрочнению) вокруг каждой сваи, в результате чего увеличиваются силы трения грунта о боковую поверхность свай и, как следствие этого, возрастает их несущая способность – эффект «засасывания» (рис. 5). В результате ряда исследований и полевых испытаний свайных фундаментов было установлено, что в зависимости от свойств грунтов значительное увеличение несущей способности наблюдается в первые 6–80 суток с момента прекращения погружения свай.

Как уже было сказано, функциональный режим и интенсивность нагружения сваи также влияет на ее показатели несущей способности. Так, влияние времени на несущую способность за счет работы ствола свай в слабых глинистых грунтах изучал J.B. Burland [18]. Он проводил полевые

испытания в городе Мехико, когда разделил механизм формирования касательных напряжений за счет эффективного трения свай и эффективного сцепления. Ожидаемо был отмечен медленный рост предельного сопротивления ствола сваи во времени в процессе набора деформаций (мобилизация прочности за счет полного включения в работу). Однако было установлено, что при замедлении процесса нагружения свай (с 10 до 0,001 мм/мин) отмечается существенное снижение сопротивления свай. Так, коэффициент сцепления (адгезии) свай с грунтом был снижен на 50 %, т. е. при медленном и длительном нагружении сваи зацепление частиц грунта о поверхность сваи не происходит, т. к. свая находится в постоянном, хоть и в медленном, процессе погружения – т. е. в данном случае несущая способность сваи о боковую поверхность будет определяться только силами трения грунта. Здесь важно отметить, что скорость нагружения не влияет на несущую способность свай, расположенных в твердых глинистых грунтах, но при этом возможно снижение их прочности за счет реологических процессов, свойственных таким грунтам. К примеру, применительно к Лондонским твердым глинам, снижение несущей способности свай составляло до 20 % за 9-ти месячный период наблюдений [19].

Практикой установлено, что начальное сопротивление одинаковых по размерам свай сразу после окончания их погружения в одни и те же слабые глинистые грунты одним и тем же способом может существенно различаться [20]. Однако спустя несколько часов разброс значений несущей способности уменьшается. В грунтах текучей и текучепластичной консистенции отсутствует существенное уплотнение грунтов вблизи забиваемых свай, поэтому удельные силы трения и связанное с ними упрочнение свай почти не зависят от разме-

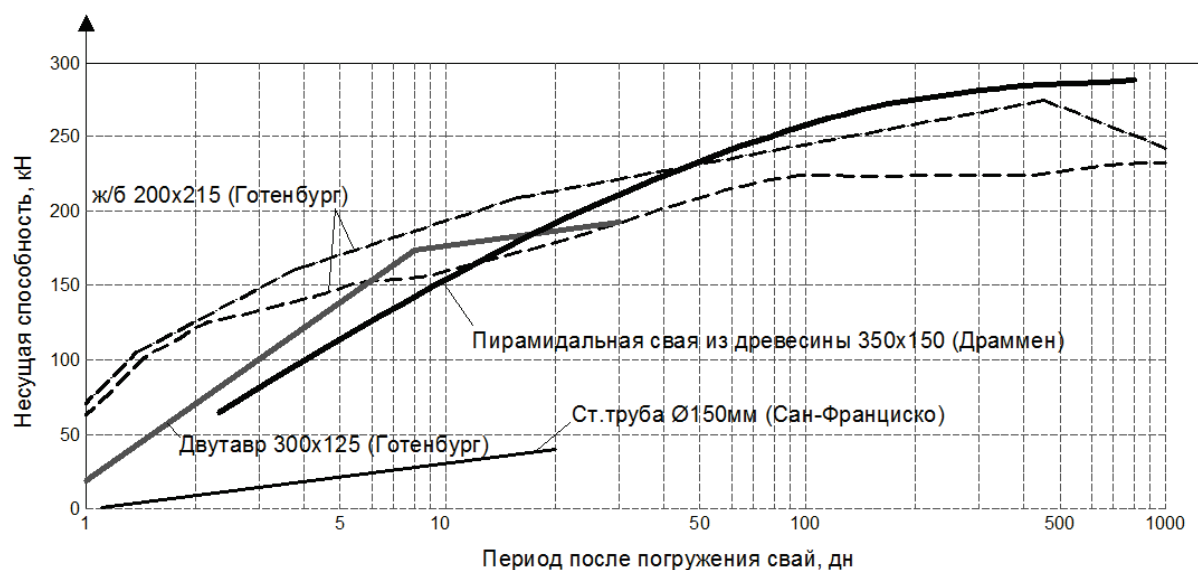


Рис. 5. Зависимость набора прочности свай во времени в слабых глинистых грунтах

Fig. 5. Gain in bearing capacity with increasing time after driving of piles into soft clays

ров их поперечного сечения (в диапазоне от 0,3 до 0,8 м). Вследствие этого размер сечения свай в этих грунтах не оказывает заметного влияния на изменение прироста их несущей способности. Таким образом, можно считать, что решающее влияние на удельную несущую способность свай в период эксплуатации сооружения оказывают физико-механические свойства глинистых грунтов с показателем текучести $I_L > 0,5$, и мало влияют способ заглубления, размеры поперечного сечения, материал свай и характер их нагружения.

Интересные наблюдения были сделаны Научно-исследовательской ассоциацией инженеров строителей [21] в Великобритании в 1969 г. при проведении серий экспериментальных исследований взаимодействия свайных фундаментов с грунтами. В качестве забивных свай были использованы стальные трубы $\varnothing 168$ мм, длиной 5,6 м, погруженные в глинистые грунты твердых консистенций. Серию испытаний проводили в течении года после забивки. Результаты исследований показали, что при погружении свай вдавливанием и забивкой в устье скважины – в области верхней части свай, формировался технологический зазор глубиной до 8 диаметров свай. При этом в процессе наблюдения за грунтом в области технологического зазора в течении одного года было установлено, что зазор не был закрыт в процессе реологического восстановления грунта. По данным измерений сила сцепления (адгезии) грунта со свайей была незначительной на глубине от 8 до 14 диаметров свай, а при больших глубинах ($> 16 d$) была зафиксирована максимальная адгезия грунта, превышавшая сдвиговую прочность недренированного

грунта до 20 %, которая сформировала плотный слой («корку») грунта толщиной 1–5 мм, работающий совместно со свайей при ее осадках, т. е. линия предельного сопротивления проходила не по границе свай, а была расположена внутри грунтового массива на некотором расстоянии от свай. Очевидно, что сила сцепления (адгезия) грунта зависит от сдвиговой прочности недренированного связного грунта и его физических параметров (плотность, показатель текучести). При этом при снижении показателя текучести адгезия грунта также снижается [19].

Результаты измерений показали, что, несмотря на повреждение структуры глинистого грунта, непосредственно примыкающего к свайе, процессы консолидации грунта не повлияли на величину сопротивления грунта по боковой поверхности свай. Хотя при этом было зафиксировано отрицательное поровое давление грунта в зоне непосредственного примыкания к свайе, которое, однако, восстанавливалось в течении 48 часов.

Индикаторы деформирования, которые были установлены на сваях, зафиксировали следующий характер распределения усилия по глубине (рис. 6).

Таким образом, по результатам анализа экспериментов было установлено, что сопротивление грунта о боковую поверхность при прочих равных также зависит от: уровня переуплотнения грунта (Over Consolidation Ratio – OCR) и жесткости (гибкости) ствола свай.

Уровень переуплотнения грунта (OCR) в данном случае выступает как количественная характеристика, отражающая литогенетические усло-

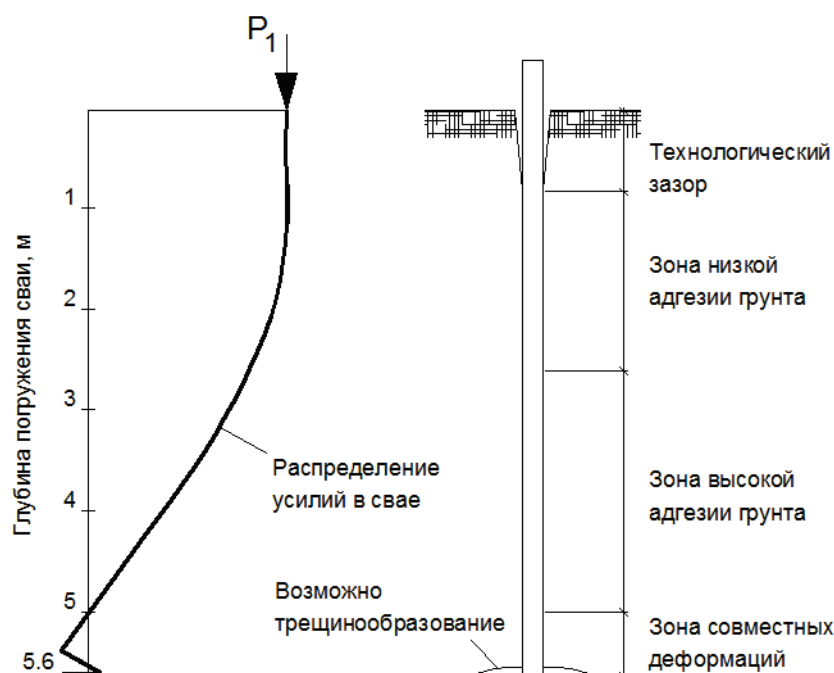


Рис. 6. График распределения усилий в свайе

Fig. 6. Load transfer from pile to stiff clay

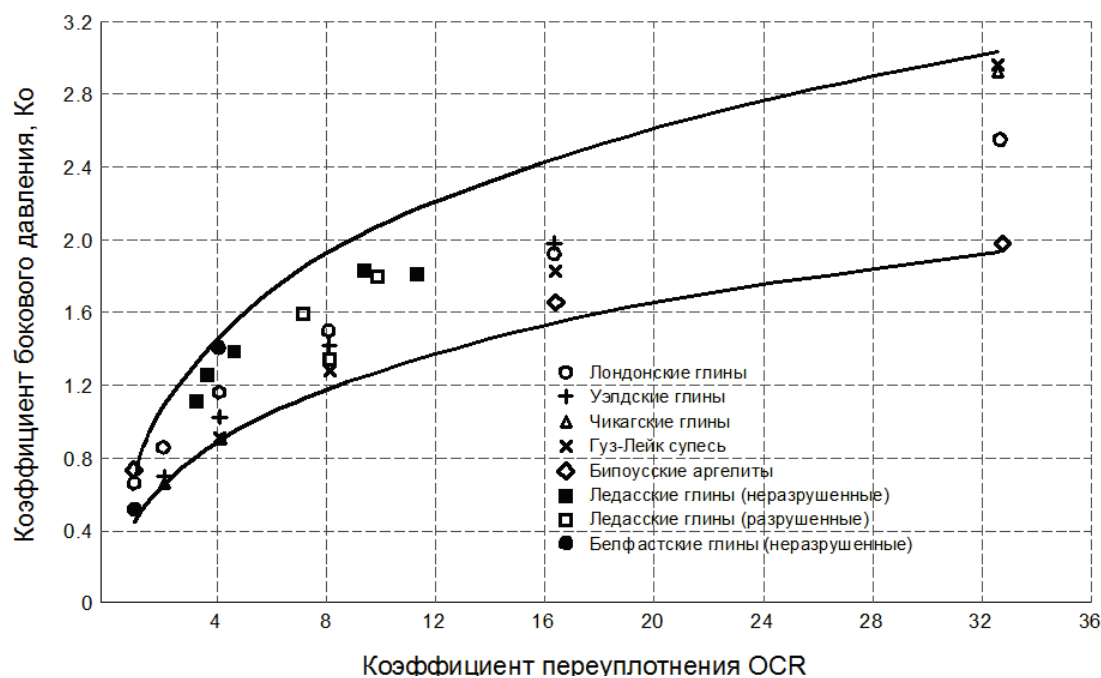


Рис. 7. Зависимость коэффициента бокового давления K_0 от исторического давления в грунте

Fig. 7. Values of K_0 and OCR for various materials

вия образования и возраст дисперсных грунтов. Под степенью переуплотнения пород (OCR) понимается отношение максимального давления, которое испытал грунт при предыдущем нагружении, к давлению, испытываемому в данный момент времени. Данная характеристика непосредственно влияет на эффективное горизонтальное напряжение в массиве грунта, а значит и на уровень горизонтальных напряжений, действующих на ствол сваи, выраженных через коэффициент бокового давления покоя K_0 (рис. 7) [19, 22]. Под коэффициентом бокового давления грунта K_0 понимается отношение горизонтального эффективного напряжения σ'_h к вертикальному σ'_v при отсутствии горизонтальных деформаций ($\varepsilon_h=0$).

При этом ранее на основе многочисленных наблюдений была построена кривая зависимости коэффициента переуплотнения массива грунта и коэффициента адгезии грунта α . Для удобства практических расчетов здесь OCR представлен как отношение сдвиговой прочности недренированного грунта τ_u и эффективного вертикального давления σ'_{v0} (рис. 8).

Похожая закономерность распределения касательных напряжений и картина деформирования (депланации) слоев грунта была зафиксирована при полевых экспериментальных испытаниях свай, проводившихся сотрудниками НИИОСП в нашей стране, в г. Херсоне и Душанбе [23], хотя авторами этих экспериментов не была зафиксирована закономерность появления технологического зазора.

Совершенно очевидно, что факт возникновения технологического зазора необходимо учитывать

при расчете и проектировании свайных фундаментов. Учитывая, что появление такого зазора при технологическом погружении сваи зависит, в том числе, от длины сваи и ее диаметра, М. Томлинсон [19, 21] предложил в расчетах вводить коэффициент гибкости F (рис. 9). В целом очевидно, что образование технологического зазора влияет на несущую способность сваи по боковой поверхности, а также создает опасность реструктуризации грунтов, ухудшения их физических и механических свойств посредством попадания атмосферных или подземных вод в низлежащие слои грунта, состоящие из плотных глин твердых консистенций.

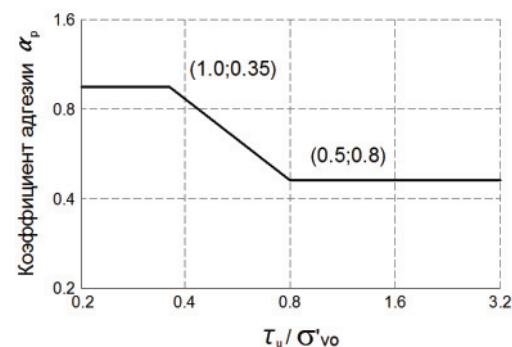


Рис. 8. Зависимость коэффициента адгезии от уровня переуплотнения грунта

Fig. 8. Adhesion factor versus loading history

Кроме вышеуказанной специфики взаимодействия свай с глинистыми грунтами всегда должны учитываться региональные особенности инженерно-геологических условий. Так, в работе [15] ука-

зывается, что в элювиальных глинистых грунтах Среднего Урала несущая способность по боковой поверхности составляет 60–70 %, а по острию – 40–30 %, в то время как в глинистых грунтах осадочного происхождения сваи работают практически как сваи-стойки, сопротивление по острию для грунтов с одинаковыми показателями консистенции в элювиальных грунтах в 5–7 раз меньше, а по боковой поверхности на – 30–50 % выше сопротивлений, рекомендуемых в нормативно-технической документации.

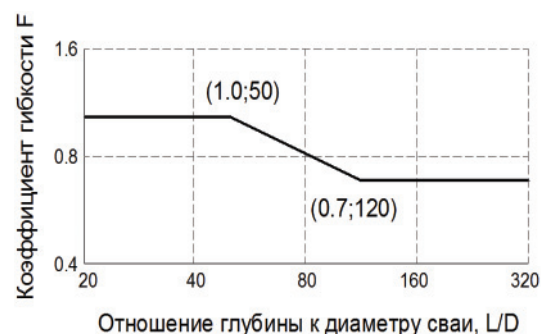


Рис. 9. Зависимость коэффициента гибкости от жесткости и глубины погружения

Fig. 9. Length factor versus overall embedded length

Особенности взаимодействия свай с песчаными грунтами

В отличие от эмпирического подхода при определении несущей способности одиночной сваи, который используется в нашей стране, в международной практике [24–26] распространена формула (3) для расчета несущей способности в песчаных грунтах, базирующаяся на модели прочности Кулона–Мора:

$$Q_p = N_q \sigma'_{vo} A_b + \frac{1}{2} K_s \sigma'_{vo} \tan \delta A_s, \quad (3)$$

где σ'_{vo} – эффективное вертикальное давление грунта на уровне основания сваи; N_q – эмпирический коэффициент несущей способности грунта, который зависит от отношения глубины погружения сваи и ее диаметра, а также от угла трения грунта (рис. 10); A_b – площадь основания сваи; A_s – площадь ствола сваи; K_s – эмпирический коэффициент горизонтального давления, зависящий от плотности и состояния грунта, а также физических и геометрических параметров свай; δ – угол трения между свайей и грунтом.

Из приведенной формулы (3) очевидно, что значения сопротивления сваи по боковой поверхности и на уровне основания в несвязных грунтах зависят от диаметра сваи и ее длины. При погружении забивной сваи в грунт происходит уплотнение и частичное выдавливание окружающего грунта, меняется его структура, увеличивается плотность, т. е. чем больше размер свай, тем выше сопротивление грунта (рис. 10).

Также имеет место временная зависимость несущей способности свай в песчаных грунтах, когда в процессе релаксации грунта несущая способность снижается.

Явление уплотнения песков при погружении забивных свай относится к пескам в рыхлом или среднеплотном сложении. При погружении нижнего конца свай в плотные пески может наблюдаться обратное явление – разуплотнение грунта.

Эмпирический коэффициент горизонтального давления K_s является параметром, который учитывает такие факторы, влияющие на горизонтальное давление, как: история напряженно-деформированного состояния массива, геометрические размеры свай (диаметр, длина), жесткость и материал свай.

История напряженного состояния массива оценивается коэффициентом давления покоя K_0 в ненарушенном состоянии. Данный показатель мо-

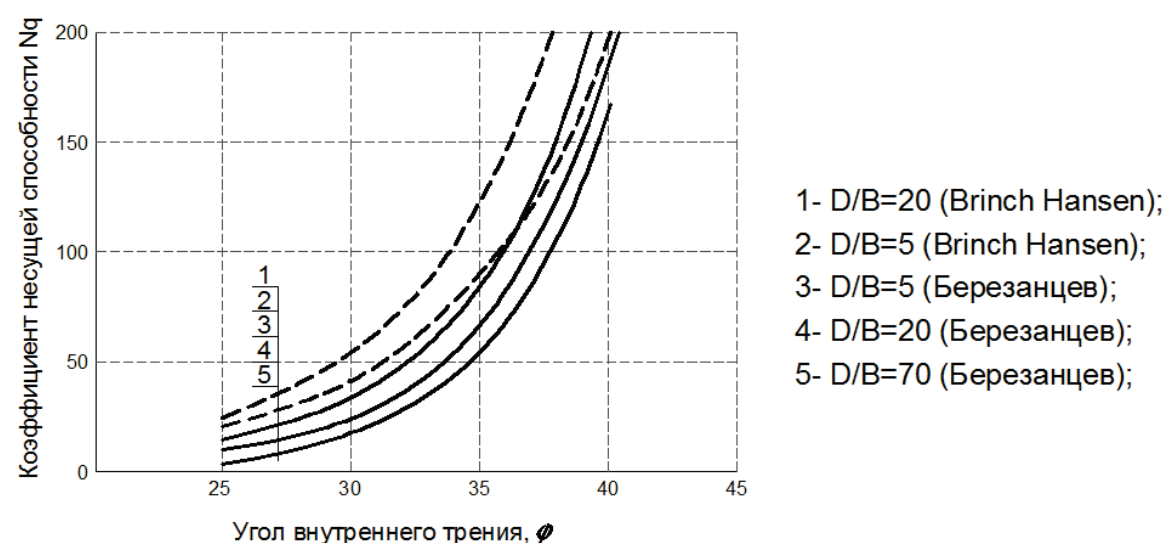


Рис. 10. Диаграммы зависимости коэффициента несущей способности от соотношения длины свай к ее диаметру (по В.Г. Березанцеву и Brinch Hansen)

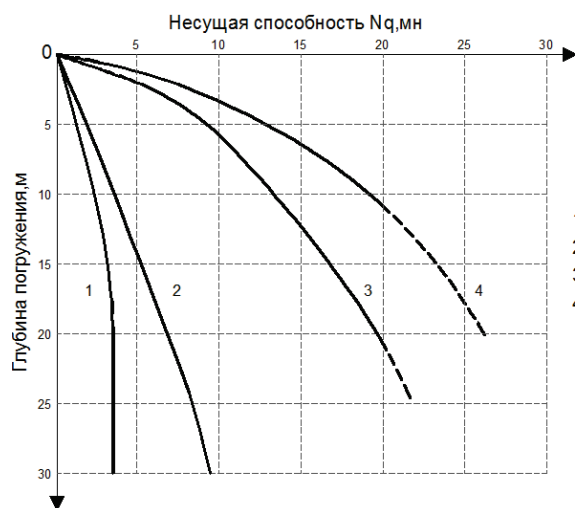
Fig. 10. Bearing capacity factors by V.G. Berezantsev and Brinch Hansen

жет быть определен, к примеру, pressiометрическими испытаниями грунта. В нормально уплотненных грунтах ($OCR=1$) K_0 не изменяется по глубине, а зависит от плотности грунта. Средние значения для K_0 для песчаных грунтов могут быть следующими: для рыхлых грунтов $K_0=0,5$, для песков средней плотности $K_0=0,45$, для плотных $K_0=0,35$. Для переуплотненных грунтов K_0 может иметь существенно большие значения – от 1 до 2 и более.

В нормально уплотненных грунтах сопротивление погружению сваи на поверхности относительно невелико, но увеличивается (как правило линейно) с глубиной погружения. В переуплотненных массивах сопротивление на поверхности значительно выше, при этом возможно снижение сопротивления с глубиной.

В.Г. Березанцевым и Ф.Н. Kulhawy [24] были рассчитаны значения сопротивлений оснований забивных свай ($\varnothing 1220$ мм) на уровне нижнего конца свай, для песков плотных и рыхлых, и построен график, отражающий изменение сопротивления сваи в грунте на уровне ее основания (рис. 11). В международной практике проектирования данные этих экспериментальных исследований иногда используются для предварительных расчетов свайных фундаментов, расположенных в песках.

На основе подобных исследований в нашей стране была разработана схожая методика, которая сейчас активно применяется в отечественной практике проектирования и регламентируется в СП 24.13330.



- 1- N_q для рыхлых песков (по Березанцеву);
- 2- N_q для рыхлых песков (по Kulhawy);
- 3- N_q для плотных песков (по Kulhawy);
- 4- N_q для плотных песков (по Березанцеву);

Рис. 11. График зависимости несущей способности N_q основания сваи ($\varnothing 1220$ мм) от глубины погружения

Fig. 11. Base resistance versus penetration depth into sand

Методы исследований несущей способности свай

Методика расчета несущей способности свайного фундамента по СП 24.13330. Данная методика является широко известной среди проектировщиков и неплохо зарекомендовавшей себя в нашей стране. Она является сугубо эмпирической, была предложена еще в 50-х гг. прошлого века А.А. Лугой и основывается на данных многочисленных наблюдений за работой свайных фундаментов. Несколько позже данная методика дорабатывалась в НИИОСП им. Н.М. Герсеева в отношении показателей расчетного сопротивления по боковой поверхности f_i для слабых глинистых грунтов с показателями текучести $I_L=0,7\ldots 0$.

В соответствии с данной методикой, несущую способность F_d , кН висячей забивной и вдавливаемой сваи и сваи-оболочки, погружаемой без выемки грунта, работающих на сжимающую нагрузку, следует определять как сумму расчетных сопротивлений грунтов основания под нижним концом сваи и на ее боковой поверхности по формуле (4):

$$F_d = \gamma_c(\gamma_{cr}RA + u\sum\gamma_{cf}f_ih_i), \quad (4)$$

где γ_c – коэффициент условий работы сваи в грунте, обычно принимаемый равным единице; R – расчетное сопротивление грунта под нижним концом сваи, кПа; A – площадь опирания на грунт сваи, m^2 , принимаемая по площади поперечного сечения сваи брутто или по площади поперечного сечения камуфлетного уширения по его наибольшему диаметру, или по площади сваи-оболочки нетто; u – наружный периметр поперечного сечения ствола сваи, м; f_i – расчетное сопротивление i -го слоя грунта основания на боковой поверхности сваи, кПа, принимаемое по табл. 7.3 СП 24.13330; h_i – толщина i -го слоя грунта, соприкасающегося с боковой поверхностью сваи, м; γ_{cr} , γ_{cf} – коэффициенты условий работы грунта соответственно под нижним концом и на боковой поверхности сваи, учитывающие влияние способа погружения сваи на расчетные сопротивления грунта.

В рассматриваемой методике ключевыми параметрами являются расчетные сопротивления R и f_i , которые определяются по табл. 7.2, 7.3 СП 24.13330.

Для анализа этой методики расчета нами были построены диаграммы зависимости основных параметров расчетных сопротивлений R и f_i для пылеватоглинистых грунтов (рис. 12, 13).

При сравнении диаграмм расчетных сопротивлений грунта на уровне основания сваи (рис. 13) и графиков, представленных ранее (рис. 11), наблюдается сходство в диаграммах и их значениях. Однако существуют некоторые отличия. Экспериментальные диаграммы отражают существенно больший угол наклона, который указывает на более интенсивное увеличение несущей способности по глубине. Диаграммы, построенные по данным СП 24.13330, имеют чрезмерные участки, отражающие линейную зависимость увеличения несущей способности от глубины погружения.

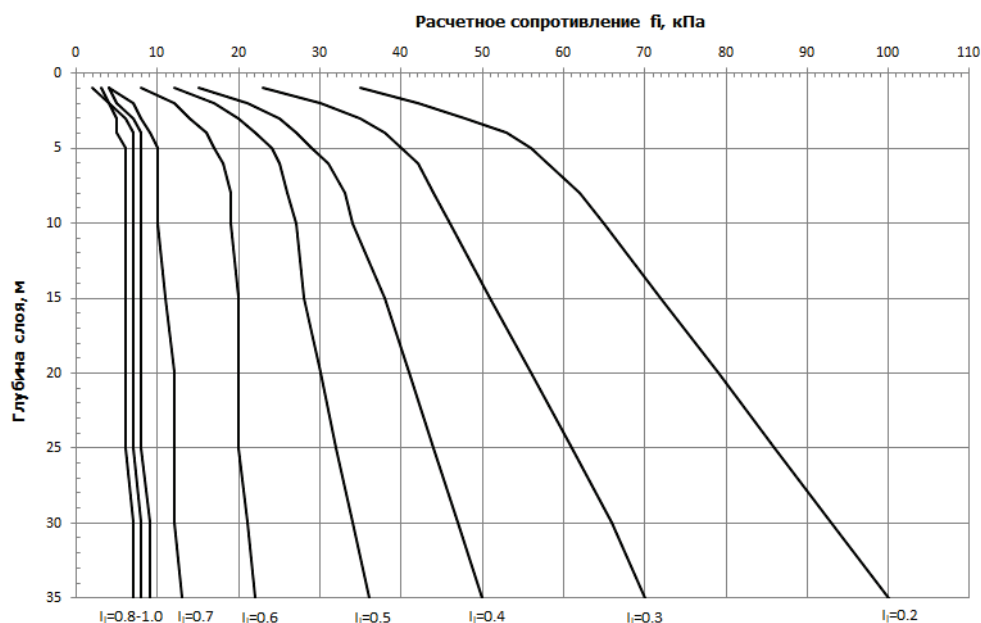


Рис. 12. Расчетные диаграммы значений f_i для пылевато-глинистых грунтов

Fig. 12. Pile shaft resistance for clays of various plasticity versus depth of penetration

щей способности по глубине, что представляется не соответствующим реальности.

К некоторым недостаткам методики СП можно отнести следующее:

- Не смотря на серьезную научно-экспериментальную базу данной методики, в проектно-строительной практике она является оценочной и уступает по достоверности результатов полевым и экспериментальным способам оценки несущей способности – статическому и динамическому зондированию, эталонному испытанию свай, и пр., хотя и является основной аналитической методикой при обосновании проектных решений в органах государственной экспертизы. Так, по мнению авторов [16, 27, 28], действительная несущая способность нередко превосходит величину, рассчитанную по рекомендациям СП (СНиП). Уточнить ее можно, испытывая пробные сваи статической нагрузкой. Однако из-за сложности таких испытаний выполнить их удастся лишь после того, как проект уже выпущен и строители приступают к сооружению фундамента [29].
- Недостаток экспериментальных исследований и отсутствие каких-либо работ по совершенствованию данной методики с момента ее первой публикации в СНиП II-Б.5–62 от 1962 г. сформировали мнение в профессиональной среде, что данная методика является скорей оценочной, чем расчетной, особенно при строительстве в регионах со специфическим формированием инженерно-геологических условий – в областях речных дельт (особенно субэвальных), в районах распространения специфических грунтов, в горных районах с широким рас-

пространением элювиально-делювиальных образований и пр.

- Данная методика не учитывает целый ряд существенных факторов (механических свойств грунтов, напряженно-деформированного состояния массива, историю образования грунтов, и пр.). Как было показано выше, характер работы забивной сваи в грунтовом массиве является сложным комплексным процессом, зависящим от множества различных нелинейных факторов и точно не может быть описан лишь двумя независимыми переменными – глубиной слоя и его консистенцией (или размером частиц для песчаных грунтов). Не учитываются гидрогеологические условия, водонасыщенность грунтов. Так, в водонасыщенных глинах и суглинках уплотнение происходит только в результате отжима воды из пор грунта – процесс, который протекает длительное время.
- Тем более не может не вызывать вопросов практически полностью линейная аппроксимация участков диаграмм (начиная с пятиметровой глубины) зависимостей расчетных сопротивлений R и f_i от глубины расположения сваи в грунте, т. е. $\varphi = \text{const}$. Это не соответствует многочисленным экспериментальным диаграммам, на которых наблюдается снижение угла трения φ с глубиной.
- Данная методика показывает хорошие результаты при расчете свай в песчаных грунтах средней плотности. Она не распространяется на рыхлые пески, плохо оценивает несущую способность слабых глинистых грунтов, не учитывает работу специфических грунтов. Также эта методика имеет ограничения по глубине

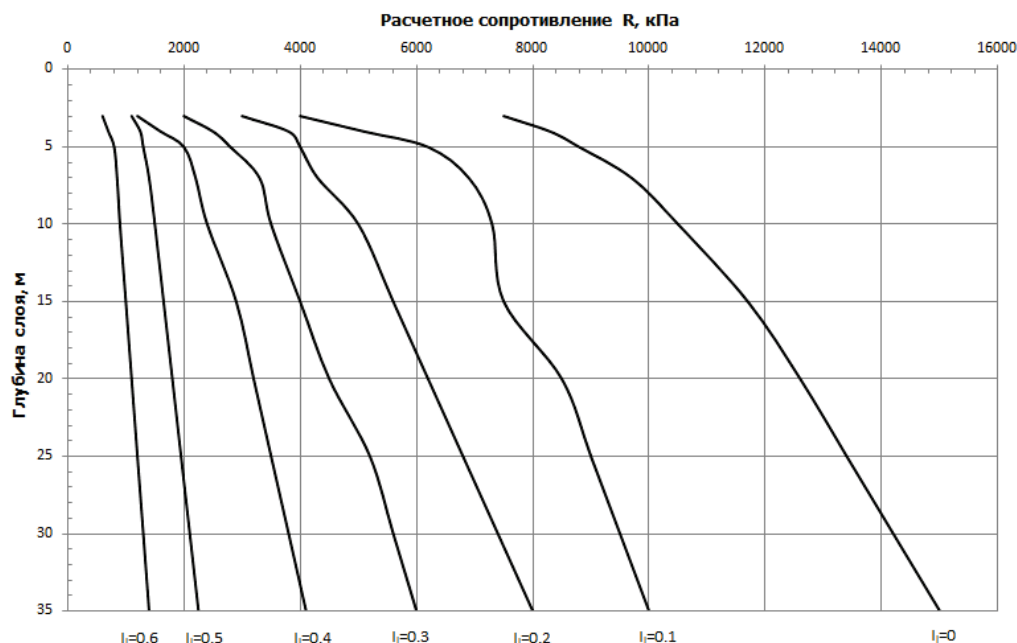


Рис. 13. Расчетные диаграммы значений сопротивления грунта в основании свай

Fig. 13. Pile base resistance for clays of various plasticity versus depth of penetration

устройства свай – 35 м, хотя современные требования строительства нередко вынуждают прибегать при проектировании к устройству свайных фундаментов глубиной более 35 м.

- Поскольку функциональная зависимость между удельным сопротивлением грунта на боковой поверхности свай и ее длиной в песчаных и глинистых грунтах различна, то остаются вопросы к совмещению значений сопротивлений R и f_i у этих видов грунтов.

Все это вынуждает участников строительного процесса прибегать к натурным методам определения несущей способности свай, даже при строительстве зданий и сооружений пониженных уровней ответственности, что напрямую отражается на показателях эффективности инвестиционных проектов, на их экономичности, на сроках проектирования и строительства.

Методика по Р.Л. Нордлунду [30]. Эта методика является полуэмпирической и широко используется в международной практике для расчета несущей способности свай, расположенной в песчаных грунтах:

$$R = R_s + R_b = \int_0^L f_s(z) p(z) dz + A_b q_b = KC_F G'_v(z) \sin(\delta) + \alpha_T N'_q G'_v, \quad (5)$$

где K_δ – коэффициент бокового давления грунта в i -м слое; C_F – поправочный коэффициент; G'_v – эффективное напряжение в грунте в i -м слое; δ – угол трения между боковой поверхностью свай и грунтом; N'_q – эмпирический коэффициент несущей способности; α_i – коэффициент геометрической жесткости свай.

Метод М. Томлинсона [17]. Этот широко используемый метод при расчете несущей способности учитывает параметры недренированного сопротивления сдвигу и, кроме этого, допускает, что сопротивление на боковой поверхности свай не зависит от напряжения от пригрузки кровлей.

Несущая способность боковой поверхности свай определяется выражением:

$$R_s = \sum_{i=1}^n C_{a,i} A_{s,i} = \sum_{i=1}^n \alpha_i C_{u,i} A_{s,i}, \quad (6)$$

где $C_{a,i}$ – сцепление в i -м слое; $A_{s,i}$ – площадь боковой поверхности свай в пределах i -го слоя грунта; α_i – эмпирический коэффициент сцепления; $C_{u,i}$ – недренируемое сцепление.

Несущая способность нижнего конца (пяты) свай рассчитывается по формуле:

$$R_b = q_b A_b = 9C_u A_b, \quad (7)$$

где q_b – удельное сопротивление основания свай; A_b – площадь основания свай; C_u – недренированное сопротивление сдвигу (недренируемое сцепление).

Сопоставительный анализ экспериментально-аналитических определений несущей способности свай

Как было показано ранее, механизм работы свай в грунте является чрезвычайно сложным процессом, зависящим от множества факторов. Существующее множество аналитических методик расчетов дают весьма широкий спектр результатов, часто не сочетающихся друг с другом, а иногда они отличаются друг от друга в несколько раз [31, 32]. Целью данного исследования является проведение

серии аналитических расчетов по определению несущей способности свай, анализ и сравнение их результатов с данными экспериментально-полевых испытаний свай С120.35. Для выполнения аналитических расчетов будут использованы описанные выше методики по Нордлунду и по Томлинсону, реализованные в программных комплексах RSPile (Roscience) и GEO5, а также эмпирический способ в соответствии с СП 24.13330. Экспериментальные (полевые) исследования несущей способности свай выполнялись в рамках работ по проектированию и строительству жилого комплекса в Люберецком районе Московской области. В качестве исходных данных для выполнения расчетов использовались материалы проектной документации на строительство жилого комплекса.

Инженерно-геологические условия
площадки строительства

Инженерно-геологические условия площадки строительства характеризуются как сложные. В основании фундаментов широко распространены специфические органоминеральные грунты – сапропели, торфы и заторфованные глины.

В геоморфологическом отношении исследуемый участок расположен в пределах высокой поймы и первой надпойменной террасы позднео-плейстоценового возраста (согласно общей стратиграфической шкалы МСК 2007) реки Пехорки – притока реки Москвы. Поверхность изучаемой площадки относительно ровная, с общим уклоном в северо-западном направлении и абсолютными отметками 119,00–125,00 м. Переходы между элементами рельефа плавные. Рельеф осложнен наличием двух пересекающихся дренажных каналов. Природный эрозионно-аккумулятивный ре-

льеф участка изменен вследствие хозяйственной деятельности человека.

В геологическом строении изучаемой территории на разведанную глубину до 80 м принимают участие следующие отложения: почвенно-растительный слой (pQ_{IV}), современные аллювиально-озерные (a, lQ_{IV}) и озерно-болотные отложения (l, bQ_{IV}), средне-верхнео-плейстоценовые аллювиально-озерные отложения (a, lQ_{II-III}), верхнеюрские глины (J_3) и элювий известняков средне- и поздне-каменноугольного возраста (C_2) и (C_3).

Грунтовые воды четвертичного водоносного горизонта встречаются на глубинах 0,2–5,6 м.

На рис. 14 представлен один из характерных инженерно-геологических разрезов площадки строительства.

Описание расчетных схем

Фундаменты зданий жилого комплекса, в соответствии с проектной документацией, являются плитно-свайными, с шарнирным выпадающим узлом сопряжения свай. Сваи предусмотрены забивные инвентарные С120.35, длиной 12 м, квадратного сечения 350×350 мм, по ГОСТ 19804.2012.

Расчеты были выполнены по сопоставимым вариантам для свай, расположенных в разных местах в пределах одной площадки строительства, по следующим схемам:

1. Расчетный случай 1 (РС-1) – глубина погружения сваи 10,85 м. Основную часть свайного ствола занимает органоминеральный грунт (ИГЭ – 3) – сапропель;
2. Расчетный случай 2 (РС-2) – глубина погружения сваи около 12,0 м. При этом мощность слабого органоминерального слоя (ИГЭ – 3) является минимальной из трех случаев и составляет 1,49 м.

Таблица 2. Нормативные и расчетные значения прочностных и деформационных характеристик грунтов

Table 2. Soils strength and deformation parameters

Геологический индекс Geological index	№ ИГЭ* Layer number	Наименование инженерно-геологического элемента (ИГЭ) Soil description	Показатель текучести, I_L Liquid limit, I_L	Коэффициент пористости, e Void ratio, e	Модуль деформации E , МПа Modulus of plasticity E , MPa	Удельное сцепление C , кПа Cohesion C , kPa	Угол внутреннего трения ϕ , град Angle of internal friction ϕ , degree	Плотность грунта ρ , г/см ³ Soil density ρ , g/cm ³
l, bQ_{IV}	3	сапропель sapropel	0,66	3,24	2	3	14	1,27
	4	глина средnezаторфованная, мягкопластичная peaty soft clays	0,60	2,16	12	19	15	1,38
	5	глина средnezаторфованная, тугопластичная peaty hard clays	0,31	2,33	11	19	12	1,35
a, lQ_{II-III}	6	песок пылеватый, средней плотности, влажный и водонасыщенный silty sand, medium density, moist and water-saturated	–	0,71	19	1	25	1,62/1,85
	7a	песок мелкий, средней плотности, влажный и водонасыщенный fine sand, medium density, moist and water-saturated	–	0,62	24	0	29	1,70/1,95

* – инженерно-геологические элементы (ИГЭ) – цифры в кружках на рис. 14.

* – engineering-geological elements (EGE) – numbers in circles in Fig. 14.

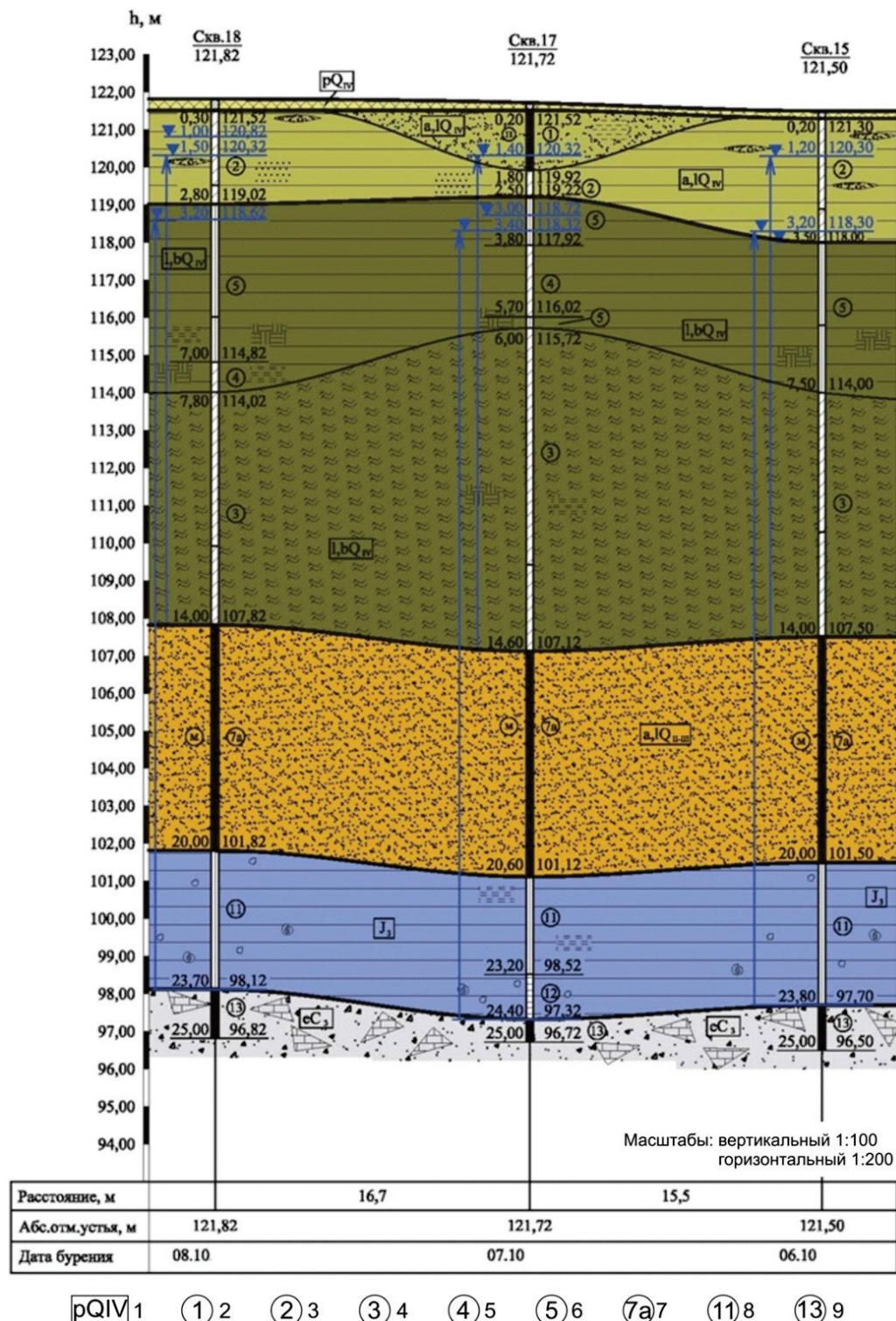


Рис. 14. Инженерно-геологический разрез площадки строительства. 1 – почвенно-растительные, 2 – современные аллювиально-озерные (пески пылеватые), 3 – современные аллювиально-озерные (глина мягкопластичная), 4 – современные озерно-болотные (сапропель), 5 – современные озерно-болотные (глина заторфованная мягкопластичная), 6 – современные озерно-болотные (глина заторфованная тугопластичная), 7 – средне-верхнеплейстоценовые аллювиально-озерные (пески мелкозернистые), 8 – верхнеюрские глины тугопластичной и полутвердой консистенции, 9 – элювий известняков средне-позднекаменноугольного возраста

Fig. 14. Geology cross section of the construction site. 1 – soil-plant layer; 2 – modern alluvial-lacustrine soils (silty sands); 3 – modern alluvial-lacustrine soils (plastic clays); 4 – lake-marsh layer (sapropel); 5 – lake-marsh layer (peaty soft clays); 6 – lake-marsh layer (peaty hard clays); 7 – middle-upper Pleistocene alluvial-lacustrine soils (fine sands); 8 – upper Jurassic clays of low and intermediate plasticity; 9 – medium-late-carbon eluvium of limestone

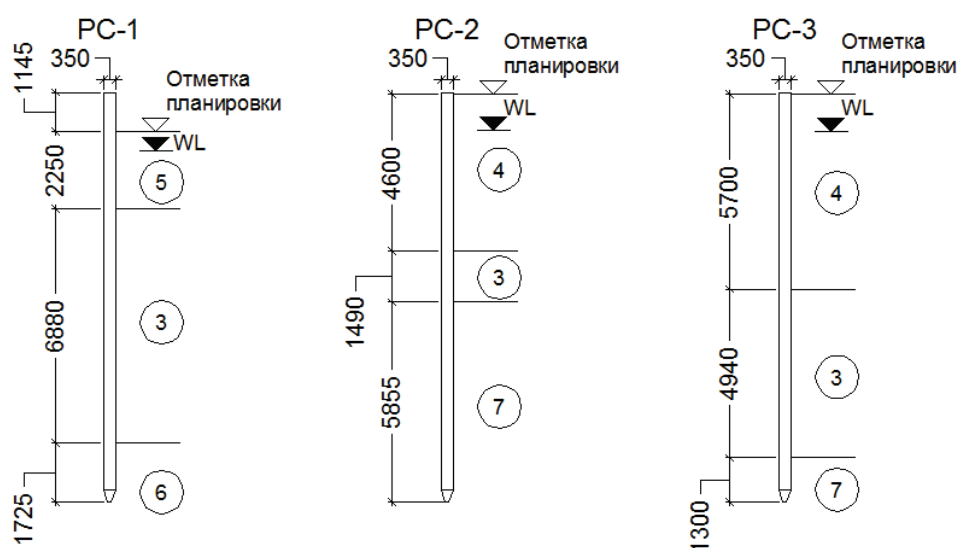


Рис. 15. Расчетная схема свайных фундаментов

Fig. 15. Piles analysis scheme

Таблица 3. Результаты статических испытаний свай вдавливающей нагрузкой

Table 3. Results of pile loading tests

№ п/п Number	Марка свай Pile designation	Длина, м Length, m	Сечение, мм Cross section, mm	Способ погружения Driving method	Глубина погружения, м Driving depth, m	Заданная предельная нагрузка, тс Load limit, tonf	Общая осадка, мм Pile displacement, mm	Предельная нагрузка при испытаниях, тс Test load, tonf	Частное значение пред. сопротивления свай, тс Axial capacity, tonf	Макс. осадка, мм Max. settlement, mm
PC-1	C120.35	12,0	350×350	driving	10,855	115,0	12,37	115,0	115,0	12,37
PC-2					11,945		5,65			5,65
PC-3					11,940		10,15			10,15

3. Расчетный случай 3 (PC-3) – глубина погружения свай около 12,0 м. Данный вариант расположения свай является промежуточным по доли слабого органоминерального грунта в общем массиве.

Расчетные схемы показаны на рис. 15, свойства грунтов представлены в табл. 2. Для всех трех расчетных случаев были выполнены контрольные статические испытания свай.

Статические испытания свай

Контрольные испытания свай проводились для подтверждения проектных расчетных значений несущей способности при строительстве жилого комплекса в Московской области, т. е. целью испытаний являлось не научно-экспериментальное исследование поведения забивных свай при нагружении и определение их максимальной несущей способности. Поэтому выявленная несущая способность была ограничена предельной вдавливающей нагрузкой, установленной проектировщиком.

Испытание забивной сваи осевой вдавливающей статической нагрузкой выполнялось в соответствии с требованиями [25, 26].

Железобетонные сваи длиной 12,0 м, сечением 350×350 мм погружены гидравлическим молотом

ННК-7А на глубины в соответствии с расчетной схемой. Фактическая нагрузка на сваи создавалась гидравлическим домкратом ДГН-200-160 и контролировалась манометром МПЗ-Уф 600.

Осадка свай измерялась двумя прогибомерами системы 6ПАО с ценой деления 0,01 мм относительно реперной установки, жестко установленной на поверхности грунта около испытываемой сваи.

Наибольшая нагрузка на сваю со стабилизационной осадкой 0,1 мм за время выдержки каждой ступени нагрузки в два часа составила 115,0 т.

Результаты и обсуждение

Результаты расчета несущей способности свай, полученные различными методами, приведены в табл. 4.

Таблица 4. Сводные результаты расчетов несущей способности свай

Table 4. Summary results of piles bearing capacity calculations

Методика/Calculation method	PC-1, т	PC-2, т	PC-3, т
СП 24.13330/SP 24.13330	37,6	70,77	45,54
RSPile	107,2	90,5	86,0
GEО5	75,9	45,7	84,1
Полевые испытания/Field tests	115,0		

Как видно из табл. 4, расчет, выполненный на основе методики, приведенной в СП 24.13330.2011, не учитывает работу существенной части ствола свай, т. к. она находится в зоне органоминеральных специфических грунтов, для которых не нормируется боковое сопротивление. Однако даже если сделать расчет на условное расположение (слабых) глинистых грунтов в зоне этих участков свай, значение несущей способности свай увеличится совсем незначительно.

Методика Р. Нордлунда, реализованная в программе RSPile, показала наиболее близкий результат с данными статических испытаний. Стоит еще раз отметить, что данная методика учитывает и физические, и механические характеристики грунтов, без рассмотрения их состава и строения, т. е. область использования данной методики не ограничивается ни по типу, ни по разновидности слагающих толщ грунтов.

Высокие значения несущей способности по результатам полевых статических испытаний свай могут объясняться повышенным восприятием внешней нагрузки нижними частями свай. Такое распределение усилий в свае и уровней сопротивления грунта (как это было показано в начале статьи) недооценивается действующими расчетными методиками.

Большие расхождения данных испытаний с аналитическими методиками (особенно с методикой СП) подтверждают тезис о несовершенстве предложенных моделей.

Заключение

Факторы, влияющие на несущую способность свай, имеют сложный характер взаимодействия и определяют комплексный механизм работы свай в грунте, не поддающийся строгому математическому описанию. Существующие расчетные схемы и модели [33], в том числе базирующиеся на них численные методики, имеют существенные расхождения в результатах.

Из-за большого многообразия грунтовых условий действующие нормы не в состоянии предло-

жить единую методику определения несущей способности грунтов с достаточно высокой степенью точности приближения к фактическим данным, получаемым при натурных испытаниях.

Использование методики по определению несущей способности, согласно СП 24.13330, применимо в простых инженерно-геологических условиях и преимущественно для грунтов осадочного происхождения. В целом эта методика имеет низкий уровень достоверности результатов, особенно для слабых пылевато-глинистых грунтов. К тому же, как это было показано, в этой методике ярко прослеживается схожесть значений расчетных сопротивлений с данными, полученными В.Г. Березанцевым, Ф. Kulhawу для песчаных грунтов, а не для глинистых, т. е. ее работоспособность применительно к тонкодисперсным грунтам требует дополнительных исследований.

Мнение о возможности расчета свай с помощью численных методик также требует верификации полученных результатов на основе сравнения с натурными испытаниями.

Применение в отечественной практике западных методик является затруднительным в силу отличающихся стандартов определения исходных характеристик грунтов на этапе инженерно-геологических изысканий.

Отсутствие достоверных, отработанных на практике, методов расчета несущей способности свай экономически предопределяет необходимость использования не научно обоснованных методов, а строительных (полевых) способов, не эффективных по затратам математических или численных расчетов, а дорогостоящих полевых определений (натурных замеров) несущей способности свай, на предпроектных этапах инженерных изысканий. А при отсутствии материалов полевых испытаний проектировщику приходится перескакивать на незнание, что существенно увеличивает сметную стоимость фундаментов.

Такая ситуация обуславливает острую необходимость дальнейших научно-экспериментальных исследований в этой области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A Nonlinear Approach for Time-Dependent Settlement Analysis of a Single Pile and Pile Groups / S. Feng, X. Li, F. Jiang, L. Lei, Z. Chen // *Soil Mechanics and Foundation Engineering*. – 2017. – V. 54. – Iss. 1. – P. 7–16.
2. A calculation approach for nonlinear load-settlement curve of single tapered pile and tapered pile group / J. Li, H. Chen, L. Li, X. Cao // *Journal of Harbin Institute of Technology*. – 2017. – V. 49. – P. 102–109. DOI: 10.11918/j.issn.0367-6234.201702001.
3. Xia Z.-Q., Zou J.-f. Simplified Approach for Settlement Analysis of Vertically Loaded Pile // *Journal of Engineering Mechanics*. – 2017. – V. 143. – Iss. 11. DOI: 10.1061/(ASCE)EM.1943-7889.0001334
4. Settlement calculation of pile foundations with elevated caps by energy method / M. Zhao, Y. Yang, P. Yin, J. Long // *Journal of Central South University (Science and Technology)*. – 2015. – V. 46. – Iss. 2. – P. 670–675. DOI: 10.11817/j.issn.1672-7207.2015.02.040
5. Ободовский А.А. Проектирование свайных фундаментов. – М.: Стройиздат, 1977. – 112 с.
6. СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты. – М.: Минрегион России, 2011; измен. № 1 приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России) от 3 декабря 2016 г. N 885/пр.
7. Пилягин А.В. Проектирование оснований и фундаментов зданий и сооружений. 3-е изд., переработанное и дополненное. – М.: Изд-во АСВ, 2017. – 398 с.
8. Aziz H.Y., Maula B.H. Estimation of negative skin friction in deep pile foundation using the practical and theoretically approaches // *Journal of Engineering and Applied Sciences*. – 2018. – V. 13. – № 10. – P. 3340–3349.
9. Miller T., Lee C. Novel pile design for multi-level car park above twin rail tunnels // *Australian geomechanics*. – 2017. – V. 52. – № 44. – P. 15–27.
10. Zhang Y. Estimation of Free Penetration of Steel Pile and Numerical Simulation // *Ship Building of China*. – 2017. – V. 58. – P. 547–556.

11. Нуждин Л.В., Михайлов В.С. Численное моделирование свайных фундаментов в расчетно-аналитическом комплексе SCAD Office // Вестник ПНИПУ. Строительство и архитектура. – 2018. – № 1. – С. 5–18. DOI: 10.15593/2224-9826/2018.1.01
12. Луга А.А. Некоторые вопросы предельных состояний свайных фундаментов. – М.: б.и., 1959. – 50 с. (Сообщение: лаборатория оснований и фундаментов опор мостов. № 148).
13. Грунтоведение / под ред. В.Т. Трофимова. – М.: Изд-во МГУ, 2005. – 798 с.
14. The experience of building buildings on Jurassic clays in Moscow / R.S. Ziangirov, Yu.P. Krylov, I.A. Nikolaev I.A. // Soil Mechanics and Foundation Engineering. – 2000. – № 3. – P. 76–80.
15. Солдатов Б.А. Исследование несущей способности забивных свай и свайных фундаментов в элювиальных глинистых грунтах Среднего Урала: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Свердловск, 1972. – 24 с.
16. Долматов Б.И. Особенности работы свайных фундаментов в условиях слабых грунтов. – М.: Трест «Оргсельстрой», 1966. – 6 с.
17. Tomlinson M.J. Foundation Design and Construction. – London: Longman Scientific and Technical, 1986. – 842 p.
18. Burland J.B. Shaft Friction of Piles in Clay – a Simple Fundamental Approach // Ground Engineering. – 1973. – V. 6 (3). – P. 30–42.
19. Martin J., Budden D., Norman S. Pile tests to justify higher adhesion factors in London Clay // Proc. of the Institution of Civil Engineers – Geotechnical Engineering. – 2016. – V. 169. – Iss. 2. – P. 121–128.
20. Грутман М.С. Свайные фундаменты. – Киев: Будівельник, 1969. – 193 с.
21. Tomlinson, M. J. The adhesion of piles in stiff clays // Proc. 4th Int. Conf. Soil Mech. Found. Eng. – England, 1957. – V. 2. – P. 66–71.
22. Relationship between Ko and overconsolidation ratio: a theoretical approach / V. Sivakumar, I.G. Doran, J. Graham, T. Navaneethan // Geotechnique. – 2001. – V. 52. – № 3. – P. 225–230.
23. Григорян А.А. Расчет несущей способности свай // Проблемы свайного фундаментостроения: Труды VI международной конференции. – М., 1998. – Т. 1 – С. 37–42.
24. Kulhawy F.H. Limiting tip and side resistance, fact or fallacy // Symposium on Analysis and Design of Pile Foundations. Proceedings. – San Francisco, 1984. – P. 80–98.
25. Kerisel J. Deep Foundations in Sands: Variation of Ultimate Bearing Capacity with Soil Density, Depth, Diameter and Speed // Soil Mechanics and Foundation Engineering: Proc. of the 5th International Conference. – Paris, 1961. – V. II. – P. 73–84.
26. Bjerrum L. Problems of Soil Mechanics and Construction on Soft Clays and Structurally Unstable Soils // Soil Mechanics and Foundation Engineering: Proc. of the 8th International Conference. – Moscow, 1973. – V. 3. – P. 111–159.
27. Свайные фундаменты / Н.М. Гловов, А.А. Луга, К.С. Силин, К.С. Завриев. – М.: Транспорт, 1975. – 432 с.
28. Долматов Б.И., Лапшин Ф.К. Оценка несущей способности свай при массовом их применении // Совещание-семинар по обмену опытом проектирования и возведения свайных фундаментов. – М., 1966. – С. 2–6.
29. Силин К.С., Гловов Н.М., Завриев К.С. Проектирование фундаментов глубокого заложения. – М.: Транспорт, 1981. – 252 с.
30. Nordlund R.L. Point bearing and shaft friction of piles in sand // 5th Annual Short Course on the Fundamentals of Deep Foundation Design. Proc. – Missouri-Rolla, 1979.
31. Кургузов К.В., Фоменко И.К. Сравнение методик расчета несущей способности свай // Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ-РГГРУ): Материалы Международной научно-практической конференции. – М., 2018. – Т. 2. – С. 254–255.
32. Jegandan S., Thusyanthan N.I., Robert D.J. Axial bearing capacity of driven piles in accordance with API and DNV // 7th International Conference Offshore Site Investigation and Geotechnics. – UK, September 2012. – P. 525–532.

Поступила 23.11.2018 г.

Информация об авторах

Кургузов К.В., аспирант кафедры инженерной геологии гидрогеологического факультета Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе.

Фоменко И.К., доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры инженерной геологии гидрогеологического факультета Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе.

Сироткина О.Н., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры динамической геологии геологического факультета Московского государственного университета им. Ломоносова.

UDK 624.154.1

CALCULATION OF DRIVEN PILE BEARING CAPACITY. ANALYTICAL METHODS AND ISSUES

Konstantin V. Kurguzov¹,
kurgusov@yandex.ru

Igor K. Fomenko¹,
ifolga@gmail.com

Olga N. Sirotkina²,
onsirotkina@gmail.com

¹ Russian State Geological Prospecting University,
23, Miklukho-Maklay street, Moscow, 117997, Russia.

² Lomonosov Moscow State University,
GSP-1, Leninskie Gory, Moscow, 119991, Russia.

The relevance. Deep foundations, especially piled ones, is a common technical solution for various buildings and structures. These types of foundations are used in unfavorable engineering geology conditions with weak soils, when the external load should be transferred to the strong deep lying stratum. This type of foundations is known as well as more reliable shallow foundations, as it decreases soil settlements and uneven deformations. Although pile foundations are used on a broad scale all over the world the preciseness of analytical evaluations (or calculations) of bearing capacity is not even close to the desired level yet.

The main aim of the research is to carry out a series of analytical calculations through application of various methods and series of field practical tests of the displacement piles.

Objects. The initial data for the research was working documentation and field practical piles tests that were held as a part of construction project of a multifunctional, multistorey complex in Moscow region.

Methods. Analytical calculations of bearing capacity of piles were performed with application of various methods such as broadly known Tomlinson and Nordlund methods and the method proposed in Russian standard – SP 24.13330.

Results. Pile to soil interaction is a very complex process that depends on numerous factors. The mechanics of this interaction could hardly be mathematically modeled these days, which predefines the necessity of using engineering, empirical or half-empirical, analytical methods. The performed comparison between the analytical calculations and the practical tests results has shown substantial discrepancy. Besides, the research shown a straight correlation between engineering geology complexity and the calculations results discrepancy level.

Key words:

Pile bearing capacity calculation, pile to soil interaction, driven piles, friction piles, pile analysis methods, static loading tests of a pile.

REFERENCES

1. Feng S., Li X., Jiang F., Lei L., Chen Z. A Nonlinear Approach for Time-Dependent Settlement Analysis of a Single Pile and Pile Groups. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 2017, vol. 54, Iss. 1, pp. 7–16.
2. Li J., Chen H., Li L., Cao X. A calculation approach for nonlinear load-settlement curve of single tapered pile and tapered pile group. *Journal of Harbin Institute of Technology*, 2017, vol. 49, pp. 102–109. DOI: 10.11918/j.issn.0367-6234.201702001.
3. Xia Z.-Q., Zou J.-f. Simplified Approach for Settlement Analysis of Vertically Loaded Pile. *Journal of Engineering Mechanics*, 2017, vol. 143, Iss. 11, DOI: 10.1061/(ASCE) EM.1943-7889.0001334
4. Zhao M., Yang Y., Yin P., Long J. Settlement calculation of pile foundations with elevated caps by energy method. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2015, vol. 46, Iss. 2, pp. 670–675. DOI: 10.11817/j.issn.1672-7207.2015.02.040
5. Obodovskiy A.A. *Proektirovanie svaynykh fundamentov* [Design of pile foundations]. Moscow, Stroyizdat Publ., 1977. 112 p.
6. SP 24.13330.2011 *Svaynye fundamenty* [Pile foundations]. Moscow, Ministry of Regional Development of Russia, 2011. p. 85.
7. Pilyagin A.V. *Proektirovanie osnovaniy i fundamentov zdaniy i sooruzheniy* [Design of foundations and foundations of buildings and structures]. Moscow, ASV Publ., 2017. 398 p.
8. Aziz H.Y., Maula B.H. Estimation of negative skin friction in deep pile foundation using the practical and theoretically approaches. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2018, vol. 13, no. 10, pp. 3340–3349.
9. Miller T., Lee C. Novel pile design for multi-level car park above twin rail tunnels. *Australian geomechanics*, 2017, vol. 52, no. 44, pp. 15–27.
10. Zhang Y. Estimation of Free Penetration of Steel Pile and Numerical Simulation. *Ship Building of China*, 2017, vol. 58, pp. 547–556.
11. Nuzhdin L.V., Mikhaylov V.S. Numerical modeling of pile foundations in the structural analysis software SCAD Office. *Bulletin of PNRPU. Construction and Architecture*, 2018, no. 1, pp. 5–18. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9826/2018.1.01
12. Luga A.A. *Nekotorye voprosy predelnykh sostoyaniy svaynykh fundamentov* [Some issues of the limit states of pile foundations]. Moscow, 1959. 50 p.
13. *Gruntovedenie* [Pedology]. Ed. by V.T. Trofimov. Moscow, MGU Publ., 2005. 798 p.
14. Ziangirov R.S., Krylov Yu.P., Nikolaev I.A. The experience of building buildings on Jurassic clays in Moscow. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 2000, no. 3, pp. 76–80.
15. Soldatov B.A. *Issledovanie nesushchey sposobnosti zabivnykh vi-syachikh svay i svaynykh fundamentov v elyuvialnykh glinistyykh gruntakh Srednego Urala*. Avtoreferat Dis. kand. nauk [Investigation of bearing capacity of hammered piles and pile foundations in eluvial clayey soils of the Middle Urals. Cand. Diss. Abstract]. Sverdlovsk, 1972. 24 p.
16. Dolmatov B.I. *Osobennosti raboty svaynykh fundamentov v uslo-viyakh slabykh gruntov* [Features of pile foundations in conditions of weak soils]. Moscow, Trest «Orgelsstroy» Publ., 1966. 6 p.

17. Tomlinson M.J. *Foundation Design and Construction*. London, Longman Scientific and Technical, 1986. 842 p.
18. Burland J.B. Shaft Friction of Piles in Clay – a Simple Fundamental Approach. *Ground Engineering*, 1973, vol. 6 (3), pp. 30–42.
19. Martin J., Budden D., Norman S. Pile tests to justify higher adhesion factors in London Clay. *Proc. of the Institution of Civil Engineers – Geotechnical Engineering*, 2016, vol. 169, Iss. 2, pp. 121–128.
20. Grutman M.S. *Svaynye fundamenty* [Pile foundations]. Kiev, Budivelnik Publ., 1969. 193 p.
21. Tomlinson M.J. The adhesion of piles in stiff clays. *Proc. 4th Int. Conf. Soil Mech. Found. Eng.* England, 1957. Vol. 2. pp. 66–71.
22. Sivakumar V., Doran I.G., Graham J., Navaneethan T. Relationship between K_0 and overconsolidation ratio: a theoretical approach. *Geotechnique*, 2001, vol. 52, no. 3, pp. 225–230.
23. Grigoryan A.A. Raschet nesushchey sposobnosti svay [Calculation of bearing capacity of piles]. Problemy svaynogo fundamentostroeniya. *Trudy VI Mezhdunarodnoy konferentsii* [Problems of pile foundation construction. Proc. of the VI International Conference]. Moscow, 1998. Vol. 1, pp. 37–42.
24. Kulhawy F.H. Limiting tip and side resistance, fact or fallacy. *Symposium on Analysis and Design of Pile Foundations. Proc.* San Francisco, 1984. pp. 80–98.
25. Kerisel J. Deep Foundations in Sands: Variation of Ultimate Bearing Capacity with Soil Density, Depth, Diameter and Speed. *Soil Mechanics and Foundation Engineering. Proc. of the 5th International Conference*. Paris, 1961. Vol. II, pp. 73–84.
26. Bjerrum L. Problems of Soil Mechanics and Construction on Soft Clays and Structurally Unstable Soils. *Soil Mechanics and Foundation Engineering. Proc. of the 8th International Conference*. Moscow, 1973. Vol. 3, pp. 111–159.
27. Glotov N.M., Luga A.A., Silin K.S., Zavriev K.S. *Svaynye fundamenty* [Pile foundations]. Moscow, Transport Publ., 1975. 432 p.
28. Dolmatov B.I., Lapshin F.K. Otsenka nesushchey sposobnosti svay pri massovom ikh primeneni [Evaluation of the bearing capacity of piles for mass application]. *Soveschaniye-seminar po obmenu opytom proektirovaniya i vozdeystviya svaynykh fundamentov* [Meeting-seminar on the exchange of experience in the design and erection of pile foundations]. Moscow, 1966. pp. 2–6.
29. Silin K.S., Glotov N.M., Zavriev K.S. *Proektirovaniye fundamentov glubokogo zalozheniya* [Design of deep foundations]. Moscow, Transport publ., 1981. 252 p.
30. Nordlund R.L. Point bearing and shaft friction of piles in sand. *5th Annual Short Course on the Fundamentals of Deep Foundation Design. Proc.* Missouri-Rolla, 1979.
31. Kurguzov K.V., Fomenko I.K. Sravnenie metodik rascheta nesushchey sposobnosti svay [Comparison of methods for calculating the bearing capacity of piles]. *Strategiya razvitiya geologicheskogo issledovaniya nedr: nastoyashchee i budushchee (k 100-letiyu MGRI-RGGRU). Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Strategy for development of geological exploration of mineral resources: the present and the future (to the 100th anniversary of MGRI-RGGRU). Proc. of the International Scientific and Practical Conference]. Moscow, 2018. Vol. 2, pp. 254–255.
32. Jegandan S., Thusyanthan N.I., Robert D.J. Axial bearing capacity of driven piles in accordance with API and DNV. *7th International Conference Offshore Site Investigation and Geotechnics*. London, UK, 12–14 September 2012. pp. 525–532.

Received: 23 November 2018.

Information about the authors

Konstantin V. Kurguzov, postgraduate student, Russian State Geological Prospecting University.

Igor K. Fomenko, Dr. Sc., professor, Russian State Geological Prospecting University.

Olga N. Sirotkina, Cand. Sc., senior scientific researcher, Lomonosov Moscow State University.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ИНФОРМАТИВНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КРИВЫХ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ

Мартюшев Дмитрий Александрович¹,
martyushevdi@inbox.ru

Слушкина Анна Юрьевна²,
slushkina2@yandex.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

² Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
Россия, 614000, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29.

Актуальность работы обусловлена тем, что основным источником информации о фильтрационных параметрах пласта являются гидродинамические исследования скважин (КВД или КВУ). Для определения достоверных параметров удаленной от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД и КВУ должна быть достаточно продолжительной, что приводит к потерям в добыче нефти. Для определения фильтрационных характеристик пласта, а также снижения потерь при проведении гидродинамических исследований можно использовать метод исследования скважин без их остановки – метод стабилизации давления (КСД). Однако недостаточно изученным остается вопрос анализа и обработки результатов замеров с записью кривых стабилизации давления, которые, как и КВД, могут дать требуемую информацию о параметрах пласта.

Цель: сравнение результатов определения параметров пласта на основе анализа и интерпретации кривых восстановления давления, кривых стабилизации давления и анализа добычи в программном продукте KAPPA Workstation v.5.20.01 (модули Saphir и Topaz).

Объект: терригенные коллектора месторождений Пермского края.

Методы: современный программный продукт 5-го поколения KAPPA Workstation v.5.20.01 (модули Saphir и Topaz).

Результаты. Рассматривается особо актуальная проблема интерпретации данных ГДИ в низкопроницаемых коллекторах, поскольку по причине низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора давление в скважинах восстанавливается в течение длительных периодов времени, и, несмотря на это, полного восстановления давления добиться удается не всегда. В случаях, когда КВД являются недовосстановленными, достоверно определить фильтрационные параметры пласта невозможно, либо возможно их определить оценочно. В свою очередь, исследования методом стабилизации давления и анализ добычи в большинстве случаев имеют большую продолжительность по времени, чем исследования методом КВД, и, следовательно, на диагностическом графике можно четко выделить участок радиальной фильтрации и получать достоверные параметры пласта. В итоге проведенного анализа можно сделать вывод, что при сопоставлении результатов, полученных при интерпретации КВД, с данными при обработке кривых стабилизации давления и анализа добычи выявлена высокая сходимость и погрешность между значениями составляет менее 5 %.

Ключевые слова:

Гидродинамические исследования скважин, кривая стабилизации давления, кривая восстановления давления, анализ добычи, низкопроницаемые коллектора, фильтрационные параметры пласта, программный продукт KAPPA.

Введение

На сегодняшний момент основным источником информации о фильтрационных параметрах пласта являются гидродинамические исследования скважин (КВД или КВУ). Для определения достоверных параметров удаленной от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД или КВУ должна быть достаточно продолжительной, что приводит к потерям в добыче нефти [1–4]. Все чаще интерпретация данных гидродинамических исследований (ГДИ) многими нефтедобывающими предприятиями производится в программном продукте KAPPA (модуль Saphir). Как правило, на практике исследования методом КВД в низкопроницаемых (в работе рассмотрен класс коллектора по проницаемости – низкий и средний, классификация А.А. Ханина) коллекторах и последующая обработка в программном продукте KAPPA (модуль Saphir) чаще всего малоинформативны из-за невозможности выделения радиального участка

фильтрации (необходима длительная остановка скважин) и, как следствие, параметры пласта определяются неверно (оценочно) [5–14].

В настоящее время на нефтяных месторождениях все чаще глубинные насосы начинают оснащать датчиками давления (термоманометрическими системами (ТМС) или глубинными манометрами) в большинстве случаев для контроля работы насосов [15–19]. Запись изменения давления осуществляется в процессе всего времени эксплуатации скважины. На данный момент анализ данных давления, записанных с помощью глубинных датчиков, показал возможность их автоматизированной интерпретации в программном продукте KAPPA. Таким образом, для определения фильтрационных характеристик пласта, а также снижения потерь нефти при проведении гидродинамических исследований появилась возможность широко использовать метод исследования скважин без их остановки – метод стабилизации давления

(КСД). Однако недостаточно изученным остается вопрос анализа и обработки результатов замеров с записью кривых стабилизации давления, которые, как и КВД, могут дать требуемую информацию о параметрах пласта.

Еще одним инструментом, который может служить для определения параметров пласта, является метод анализа добычи (АД), который реализован в программном комплексе KAPPA Workstation v5.20.01 модуль Тораз. Стоит отметить, что для получения качественных данных необходимы данные длительного мониторинга работы скважины – в течение нескольких месяцев, желательно с момента ввода ее в эксплуатацию [19–22]. Преимуществом обработки данных в Тораз является то, что получение фильтрационно-емкостных параметров пласта не требует дополнительных исследований и, как следствие, сокращаются потери добычи и не требуется дополнительных экономических вложений.

Исследования методом КСД и АД в отличие от КВД имеют большую продолжительность исследования и на диагностическом графике можно однозначно наблюдать выделение прямолинейного участка, характеризующего радиальный фильтрационный поток, и, соответственно, определенные параметры пласта будут являться достоверными.

На сегодняшний момент на месторождениях Пермского края по результатам оценки около 45–50 % гидродинамических исследований (КВД или КВУ) пластовое давление и фильтрационно-емкостные характеристики пласта определены оценочно. Таким образом, целью данной работы является сравнение достоверности определения характеристик пласта (проницаемость и скин-фактор) на основе анализа и интерпретации кривых стабилизации давления (КСД), кривых восстановления давления (КВД) и анализа добычи (АД) в программном продукте KAPPA Workstation v5.20.01 (модули Saphir и Тораз).

Интерпретация данных КВД и КСД (модуль Saphir)

Для обработки и дальнейшей интерпретации данных исследований проведен анализ истории записи давлений, по каждой скважине оценивалась следующая информация: наличие КСД; кондиционность записи; проведение исследований; отсутствие ГТМ.

Одним из основных условий, обеспечивающих качественное проведение исследований методом КСД и корректную интерпретацию, является требование по длительности отработки скважины на режиме перед остановкой на исследование. Рекомендуемое время отработки скважины на режиме должно превышать в 1,5–3 раза время начала участка радиального притока [23, 24]. На результаты исследований существенно влияют такие характеристики, как дебит и продолжительность (необходимо учитывать всю предысторию скважины) [25]. Измерения давления в обязательном порядке должны сопровождаться данными о пред-

ыстории эксплуатации скважины. Основные геолого-физические характеристики объекта Тл-Бб Шагиртско-Гожанского месторождения следующие: средняя глубина залегания пласта – 1360,0 м; нефтенасыщенная толщина пласта – 3,5–5,7 м; начальное пластовое давление – 14,6 МПа; пористость – 19 %; проницаемость – 0,22–0,59 мкм²; вязкость нефти в пластовых условиях – 36,0 мПа·с; газосодержание – 14,2 м³/т; объемный коэффициент нефти – 1,027. На рис. 1 представлена запись забойного давления и дебита жидкости по скважине № 287 Шагиртско-Гожанского месторождения Пермского края. Из анализа истории записи давления и дебита по скважине № 287 выделяется – два участка КСД и два участка проведения ГДИ, также весь временной промежуток можно использовать для анализа добычи в модуле Тораз.

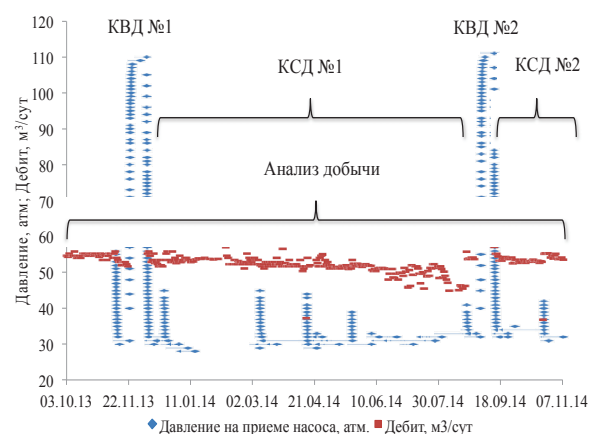


Рис. 1. Запись забойного давления и дебита жидкости. Скважина № 287 Шагиртско-Гожанского месторождения

Fig. 1. Record of the bottomhole pressure and fluid flow rate. Well No. 287 of Shagirtsk-Gozhansky field

Стоит отметить, что не все исследования, полученные с ТМС или глубинных манометров, могут быть в дальнейшем интерпретированы в связи с неудовлетворительным качеством исходных данных по замерам дебитов, которые могут быть вызваны следующими причинами: отсутствие замеров дебита вовремя КСД и низкая дискретность замеров дебита. Также по ряду скважин получены некондиционные записи давлений, которые не подлежат обработке по нескольким причинам: нестабильная работа насосного оборудования и низкая разрешающая способность глубинных манометров.

Низкая разрешающая способность датчиков ТМС играет значительную роль в кондиционности записи давления и в дальнейшей корректной интерпретации данных. Обычно низкая разрешающая способность датчиков не позволяет зафиксировать минимальные изменения давления, что особенно важно, когда кривая выходит на асимптоту, которая характеризует фильтрационные параметры пласта. В этих случаях зачастую провести корректную обработку данных исследований

не предоставляется возможным. При регистрации КВД чувствительность по давлению должна быть не ниже 0,01 атм., когда для регистрации КСД может быть более 0,01 атм.

На примере скважины № 287 (рис. 1) будет рассмотрена интерпретация данных КСД, КВД и АД и произведено сопоставление полученных результатов о параметрах пласта. В модуле Saphir произведена обработка КВД № 1, диагностический график модели кривой представлен на рис. 2 (зеленым точками показан график исходной КВД; красными точками – график производной КВД; красной и черной кривой представлены математические модели, описывающие график исходной и производной КВД), и совмещенная обработка КСД № 1 и 2, диагностический график модели кривой представлен на рис. 3.

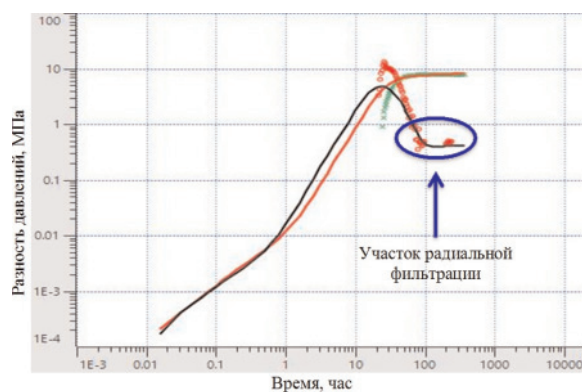


Рис. 2. Диагностический график математической модели кривой (КВД № 1) в билигарифмических координатах

Fig. 2. Diagnostic graph of the curve mathematical model (curve no. 1 of pressure recovery) in the log-log coordinates

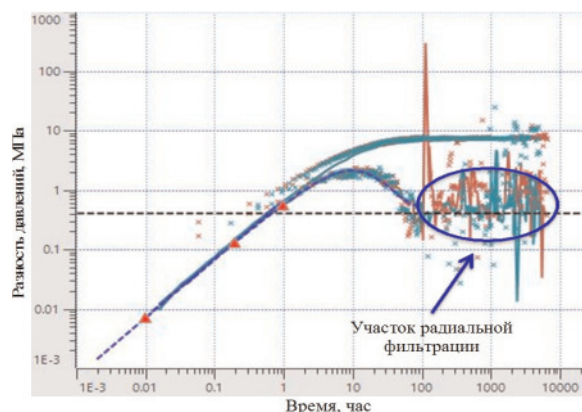


Рис. 3. Диагностический график математической модели кривой (КСД № 1 и 2) в билигарифмических координатах

Fig. 3. Diagnostic graph of the curve mathematical model (curve of pressure stabilization no. 1 and 2) in log-log coordinates

Для интерпретации КВД и КСД выбраны идентичные модели: пласт однородный бесконечный, скважина – вертикальная. Из представленных графиков можно видеть, что на диагностическом графике КВД (рис. 2) и КСД (рис. 3) четко выделяется участок радиальной фильтрации, что может гово-

рить о том, что полученные параметры пласта будут являться достоверными и их сравнение можно считать корректным. Проницаемость удаленной зоны пласта и скин-фактор, полученные при обработке данным КВД и КСД, представлены в таблице.

Таблица. Сравнение результатов интерпретации данных КВД, КСД и АД по скв. 287

Table. Comparison of the results of data interpretation of pressure build-up curve, pressure stabilization curves and production analysis along well 287

Дата исследования Study date	Вид исследования Kind of research	Проницаемость, мД Permeability, mD		Скин-фактор Skin factor	
		модуль/module			
		Saphir	Topaz	Saphir	Topaz
22.11.2013	КВД № 1 pressure build-up curve no. 1	13,0	17,4	0,54	-1
08.12.13–25.08.14	КСД № 1 pressure stabilization curve no. 1	14,0		-3,44	
01.09.2014	КВД № 2 pressure build-up curve no. 2	14,2		1,53	
19.09.14–05.04.15	КСД № 2 pressure stabilization curve no. 2	14,0		-3,44	

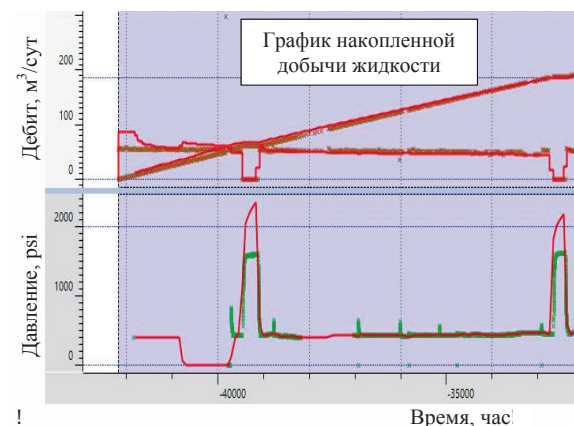


Рис. 4. График моделирования забойного давления, дебита жидкости и накопленной добычи жидкости по скважине № 287

Fig. 4. Graph of modeling the bottomhole pressure, fluid flow rate and cumulative fluid production through the well 287

Интерпретация данных добычи (модуль Topaz)

Метод анализа добычи, реализованный в программном комплексе KAPPA Workstation v5.20.01 модуль Topaz, позволяет оценить тот же набор параметров пласта, что и в модуле Saphir. Адаптация модели производится по накопленной добыче и забойному давлению, для этого строится зависимость забойного давления, дебита жидкости и накопленной добычи от времени (рис. 4). Для получения качественных данных необходимы данные длительного мониторинга работы скважины – в течение нескольких месяцев, желательно с момента

ввода ее в эксплуатацию. На рис. 5 представлен диагностический график математической модели кривой (коричневым и зеленым цветами показаны дебит и давление соответственно, замеренные с помощью ТМС; красными кривыми показаны математические модели, описывающие график дебита, накопленной добычи жидкости и давления), выделенной на рис. 4. Результаты обработки данных АД представлены в таблице.

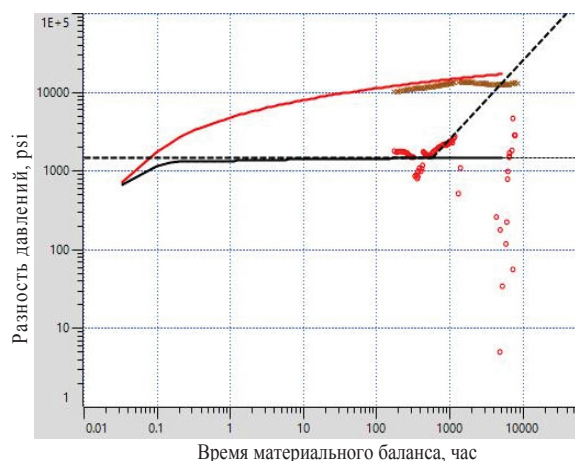


Рис. 5. Диагностический график математической модели кривой в билигарифмических координатах

Fig. 5. Diagnostic graph of the curve mathematical model in the log-log coordinates

Анализ полученных данных

В таблице представлено сравнение полученных значений проницаемости и скин-фактора в результате обработки двух КСД, двух КВД и истории добычи по скважине № 287. Из данных, представленных в таблице, видно, что проницаемость пласта, определенная по результатам интерпретации КВД (КВД восстановлены на 97–99 %) и при обработке кривых стабилизации давления (участок № 1 и 2) находится в пределах одних числовых значений, 13 и 14 мД соответственно. При сопоставлении значений проницаемости, полученных при обработке КВД, КСД и АД расхождение между ними является незначительным. Полученные данные указывают на достоверность получаемых параметров пласта и перспективность использования методов КСД и АД на практике для оценки проницаемости и состояния призабойной зоны пласта (скин-фактора). По результатам обработки кондиционных данных записей давления и дебитов по 14 скважинам построена зависимость, представленная на рис. 6.

Все КВД, по которым построена зависимость, представленная на рис. 6, характеризовались как практически полностью восстановленными (явно выделяется участок радиальной фильтрации), то есть определенные параметры пласта можно считать корректными. В результате сравнения полу-

ченных коэффициентов проницаемости установлено, что большая часть значений характеризуется высокой степенью сходимости, отклонения значений находятся в пределах 5 %, что может свидетельствовать о достоверности определения параметров пласта методом КСД и АД.

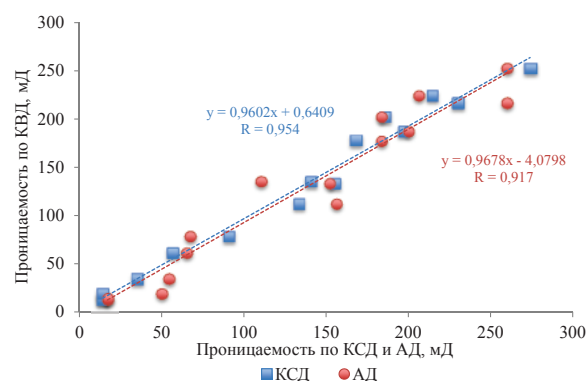


Рис. 6. Зависимость проницаемости, полученной при обработке данных КВД, от проницаемости, полученной при интерпретации данных КСД и АД

Fig. 6. Dependence of permeability obtained by processing the data of the pressure recovery curves on the permeability obtained in interpreting the data of pressure stabilization curves and production analysis

Закключение

В работе обозначена особо актуальная проблема – интерпретация данных ГДИ в низкопроницаемых коллекторах, поскольку по причине низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора давление в скважинах восстанавливается в течение длительных периодов времени, и, несмотря на это, полного восстановления давления добиться удается не всегда. В случаях, когда КВД являются недовосстановленными, достоверно определить фильтрационные параметры пласта невозможно, либо возможно их определить лишь оценочно. В свою очередь, исследования методом стабилизации давления и анализ добычи в большинстве случаев имеют большую продолжительность по времени, чем исследования методов КВД, и, следовательно, на диагностическом графике можно четко выделить участок радиальной фильтрации и получать достоверные параметры пласта. В итоге можно сделать вывод, что при сопоставлении результатов, полученных при интерпретации КВД, с параметрами, полученными при обработке КСД и АД, получена высокая сходимость и погрешность находится в пределах 5 %. Таким образом, методы КСД и АД возможно использовать при определении параметров низкопроницаемых коллекторов, когда это невозможно сделать по КВД ввиду низкого качества данных (недовосстановленные КВД), и на основании информации о пласте возможно уточнение гидродинамической модели и оптимизация режимов работы скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пономарева И.Н., Мильчаков С.В. Оптимизация периода восстановления давления в нефтедобывающих скважинах при их исследовании // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 9–10. – С. 36–39.
2. Lin Jiaen, Yang Huizhu. Pressure buildup analysis using type curves for a well in a pressure-maintained system // Chinese journal of chemical engineering. – 2007. – V. 15. – Iss. 1. – P. 6–11.
3. Управление разработкой на основе долговременного гидродинамического мониторинга на примере западно-салымского месторождения / Д.Н. Гуляев, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, С.И. Мельников, Е.Е. Михайленко // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 36–39.
4. Гуляев Д.Н., Лазуткин Д.М., Морозовский Н.С. Контроль разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов по данным гидродинамических исследований скважин // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: Сборник трудов XII Всероссийской научно-технической конференции. – М., 12–14 февраля 2018. – С. 82–91.
5. Пономарева И.Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 78–79.
6. Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А., Ахметова М.И. Оценка оптимальной продолжительности проведения гидродинамических исследований низкопродуктивных скважин на примере Озерного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 60–63.
7. Савчик М.Б., Пономарева И.Н. Оценка состояния приквасинных зон при обработке недовосстановленных кривых восстановления давления // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11. – № 2. – С. 77–82.
8. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Обработка недовосстановленных кривых восстановления давления методами касательной и детерминированных моментов давления // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 25–27.
9. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт-скважин» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 72–75.
10. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Адаптивная интерпретация результатов гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 70–77.
11. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорadiaльного потока // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 10. – С. 67–73.
12. Chaudhry A.U. Ch. 6: Fundamentals of pressure buildup analysis methods. Gas well Testing Handbook. – Houston, Texas, Advanced TWPSOM Petroleum Systems, 2003. – 887 p.
13. Study on characteristics of well-test type curves for composite reservoir with sealing faults / Qiguo Liu, Heng Lu, Longxin Li, Aiting Mu // Petroleum. – 2018. – V. 4. – Iss. 3. – P. 309–317.
14. Hamidreza Hamdi Well-test response in stochastic permeable media // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 119. – P. 169–184.
15. Разработка дизайна гидродинамического исследования в условиях карбонатного коллектора / А.Е. Давыдова, А.А. Щуренко, Н.М. Дадакин, А.Д. Шуталев, Б.Б. Квеско // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 6. – С. 68–79.
16. Howard Crumpton. Well control completions and interventions. – UK: Gulf Professional Publ., 2018. – 826 p.
17. Fei Wang, Shicheng Zhang. Pressure-buildup analysis method for a post-treatment evaluation of hydraulically fractured tight gas wells // Journal of natural gas science and engineering. – 2016. – V. 35. – P. A. – P. 753–760.
18. Numerical well test model for caved carbonate reservoirs and its application in Tarim Basin, China / Yi-Zhao Wan, Yue-Wu Liu, Fang-Fang Chen, Neng-You Wu, Gao-Wei Hu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 161. – P. 611–624.
19. Hedong Sun. Advanced production decline analysis and application. – UK: Gulf Professional Publishing, 2015. – 352 p.
20. Novel well test design for the evolution of complete well permeability and productivity for CSG wells in the Surat Basin / W. Bottomley, J. Schouten, E. McDonald, T. Cooney // Journal of natural gas science and engineering. – 2016. – V. 33. – P. 1002–1009.
21. A new numerical well testing approach: application to characterization of complex fault structures / B. Pouladi, M. Sharifi, M.R. Akbari, S.M. Hosseini-Nasab // Petroleum. – 2019. – V. 5. – Iss. 3. – P. 295–302.
22. Hashmi G.M., Kabir C.S., Hasan A.R. Design and interpretation of transient tests at wells inception // Journal of petroleum science and engineering. – 2015. – V. 145. – P. 573–584.
23. Salam Al-Rbeawi. Deep insights to transient pressure behavior and stabilized productivity index of multilateral wells in laterally and spatially anisotropic reservoirs // Journal of natural gas science and engineering. – 2018. – V. 54. – P. 240–265.
24. Yi-Zhao Wan, Yue-Wu Liu, Fang-Fang Chen, Neng-You Wu, Gao-Wei Hu Numerical well test model for caved carbonate reservoirs and its application in Tarim Basin, China // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 161. – P. 611–624.
25. Мартюшев Д.А. Оценка эффективности проведения соляно-кислотных обработок по кривым восстановления давления // Газовая промышленность. – 2014. – № 8 (708). – С. 41–44.

Поступила 30.01.2019 г.

Информация об авторах

Мартюшев Д.А., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Слушкина А.Ю., инженер отдела проектирования и мониторинга разработки Чернушенской группы месторождений филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

UDC 622.276

ASSESSMENT OF INFORMATIVE VALUE IN DETERMINATION OF RESERVOIR FILTRATION PARAMETERS BASED ON INTERPRETATION OF PRESSURE STABILIZATION CURVES

Dmitry A. Martyushev¹,
martyushevd@inbox.ru

Anna Yu. Slushkina²,
slushkina2@yandex.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

² Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm,
29, Sovetskoy Armii street, Perm, 614000, Russia.

The relevance of the research is caused by the fact that the main sources of information on filtration parameters of the remote zone of the formation are well tests at unsteady regimes with the recording of pressure or level recovery curves (pressure recovery curve or recovery curve). To determine the reliable parameters of the formation zone remote from the well, the duration of recording of the pressure recovery curve and the recovery curve should be long enough, which leads to losses in oil production. To determine the filtration characteristics of the formation, as well as reduce losses during hydrodynamic studies, it is possible to use the method of studying wells without stopping them – the method of stabilizing the pressure. However, now, the issue of analyzing and interpreting the results of measurements with the recording the pressure stabilization curves, which, like the pressure recovery curve, can give the required information about the formation, remains poorly understood.

The main aim of the study is the comparison of the informative value of reservoir parameters based on analysis and interpretation of pressure recovery curves, pressure stabilization curves and production analysis in the software product KAPPA Workstation v.5.20.01 (modules Saphir and Topaz).

Object: terrigenous reservoirs of deposits of Perm region.

Methods: modern software product of the 5th generation KAPPA Workstation v.5.20.01 (modules Saphir and Topaz).

The results. The paper considers the particularly topical problem of well data interpretation from hydrodynamic studies in low-permeability reservoirs, because, due to low reservoir properties, well pressure is restored for long periods of time, and despite this, it is not always possible to achieve complete pressure recovery. In cases where the pressure reduction curves are not sufficiently recovered, it is not possible to reliably determine the filtration parameters of the formation, or it is possible to determine them evaluative. Pressure stabilization studies and production analysis, in their turn, in most cases have a longer duration than studies of the methods of the pressure recovery curve, and therefore, on the diagnostic chart, it is possible to clearly identify the radial filtration site and obtain reliable reservoir parameters. As a result, it can be concluded that when comparing the results obtained during the interpretation of the pressure recovery curves with the parameters obtained during the processing of the pressure stabilization curve and the extraction analysis, a high convergence is obtained, and the error is within 5 %.

Key words:

Well test, stabilization curve, pressure build-up curve, production analysis, low-permeability reservoirs, formation filtration parameters, software product KAPPA.

REFERENCES

1. Ponomareva I.N., Milchakov S.V. Optimization of the pressure recovery period in oil producing wells during their exploration. *Geology, geophysics and oil and gas field development*, 2009, no. 9–10, pp. 36–39. In Rus.
2. Lin Jiaen, Yang Huizhu. Pressure buildup analysis using type curves for a well in a pressure-maintained system. *Chinese journal of chemical engineering*, 2007, vol. 15, Iss. 1, pp. 6–11.
3. Gulyaev D.N., Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Melnikov S.I., Mikhaylenko E.E. Management of development on the basis of long-term hydrodynamic monitoring on the example of the West-Salym field. *Neftyanoe Khozyaystvo*, 2012, no. 12, pp. 36–39. In Rus.
4. Gulyaev D.N., Lazutkin D.M., Morozovsky N.S. Kontrol razrabotki nizkopronitsaemykh terrigennykh kolektorov po dannym gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Control of development of low-permeability terrigenous reservoirs according to the data of hydrodynamic studies of wells]. *Aktualnye problemy razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii: Sbornik trudov XII Vserossiyskoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii* [Proc. of the 12th All-Russian Scientific and Technical Conference. Actual Problems of Development of the Russian Oil and Gas Complex]. Moscow, 2018. pp. 82–91.
5. Ponomareva I.N. To the treatment of pressure recovery curves of low-productivity wells. *Neftyanoe Khozyaystvo*, 2010, no. 6, pp. 78–79. In Rus.
6. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Akhmetova M.I. Evaluation of the optimal duration of hydrodynamic studies of low-productive wells on the example of the Ozernoe deposit. *Neftyanoe Khozyaystvo*, 2016, no. 1, pp. 60–63. In Rus.
7. Savchik M.B., Ponomareva I.N. Evaluation of the condition of the wellbore zones during the treatment of unreduced pressure recovery curves. *Vestnik PNRPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2012, vol. 11, no. 2, pp. 77–82. In Rus.
8. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. Treatment of under reduced pressure recovery curves by the methods of tangential and deterministic pressure moments. *Neftyanoe Khozyaystvo*, 2011, no. 10, pp. 25–27. In Rus.
9. Gavrillov K.S., Sergeev V.L. Adaptive interpretation of non-stationary hydrodynamic well studies in the system of «wells» using the integrated model's method. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75. In Rus.

10. Sergeev V.L., Wu K.D. Adaptive interpretation of the results of hydrodynamic studies taking into account the influence of the wellbore. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 9, pp. 70–77. In Rus.
11. Sergeev V.L., Wu K.D. Adaptive interpretation of hydrodynamic studies of horizontal wells with the identification of a pseudo-radial flow. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 10, pp. 67–73. In Rus.
12. Chaudhry A.U. Ch. 6: *Fundamentals of pressure buildup analysis methods*. Gas well Testing Handbook. Houston, Texas, Advanced TWPSOM Petroleum Systems, 2003. 887 p.
13. Qiguo Liu, Heng Lu, Longxin Li, Aiting Mu. Study on characteristics of well-test type curves for composite reservoir with sealing faults. *Petroleum*, 2018, vol. 4, Iss. 3, pp. 309–317.
14. Hamidreza Hamdi. Well-test response in stochastic permeable media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 119, pp. 169–184.
15. Davydova A.E., Shchurenko A.A., Dadakin N.M., Shutalev A.D., Kvesko B.B. Development of a design for hydrodynamic research in a carbonate reservoir. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 6, pp. 68–79. In Rus.
16. Howard Crumpton. *Well control completions and interventions*. UK, Gulf Professional Publ., 2018. 826 p.
17. Fei Wang, Shicheng Zhang. Pressure-buildup analysis method for a post-treatment evaluation of hydraulically fractured tight gas wells. *Journal of natural gas science and engineering*, 2016, vol. 35, P. A, pp. 753–760.
18. Yi-Zhao Wan, Yue-Wu Liu, Fang-Fang Chen, Neng-You Wu, Gao-Wei Hu. Numerical well test model for caved carbonate reservoirs and its application in Tarim Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 161, pp. 611–624.
19. Hedong Sun. *Advanced production decline analysis and application*. UK, Gulf Professional Publishing, 2015. 352 p.
20. Bottomley W., Schouten J., McDonald E., Cooney T. Novel well test design for the evolution of complete well permeability and productivity for CSG wells in the Surat Basin. *Journal of natural gas science and engineering*, 2016, vol. 33, pp. 1002–1009.
21. Pouladi B., Sharifi M., Akbari M.R., Hosseini-Nasab S.M. A new numerical well testing approach: application to characterization of complex fault structures. *Petroleum*, 2019. vol. 5, Iss. 3, pp. 295–302.
22. Hashmi G.M., Kabir C.S., Hasan A.R. Design and interpretation of transient tests at wells inception. *Journal of petroleum science and engineering*, 2015, vol. 145, pp. 573–584.
23. Salam Al-Rbeawi. Deep insights to transient pressure behavior and stabilized productivity index of multilateral wells in laterally and spatially anisotropic reservoirs. *Journal of natural gas science and engineering*, 2018, vol. 54, pp. 240–265.
24. Yi-Zhao Wan, Yue-Wu Liu, Fang-Fang Chen, Neng-You Wu, Gao-Wei Hu Numerical well test model for caved carbonate reservoirs and its application in Tarim Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 161, pp. 611–624.
25. Martyushev D.A. Evaluation of the effectiveness of hydrochloric acid treatments according to pressure recovery curves. *Gas industry*, 2014, no. S (708), pp. 41–44. In Rus.

Received: 30 January 2019.

Information about the authors

Dmitry A. Martyushev, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.

Anna Yu. Slushkina, engineer, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

УДК 622.276.031:011.43

АПРОБАЦИЯ МЕТОДИК ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ И ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПРИ ПОДБОРЕ СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ НА ПРОВЕДЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Дягилев Валерий Федорович¹,

glibazval.dyagilev@yandex.ru

¹ Институт геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

Актуальность исследования вызвана необходимостью оценки текущего состояния качества запасов нефти призабойной зоны скважин и прогнозирования технологической эффективности существующей выработки нефтяных запасов при подборе скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны, что соответствует потребностям мировой практики в поиске наиболее результативных методик освоения нефтегазовых месторождений.

Цель: определить величину изменения балансовых запасов нефти на примере Северо-Ореховского месторождения и произвести анализ методик, позволяющих осуществить прогнозирование технологической эффективности выработки и оценки запасов нефти при подборе скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны скважин, применяемых на территории Северо-Ореховского месторождения

Объект: Северо-Ореховское месторождение как энергоресурсный комплекс, на базе которого осуществляется не только применение традиционных методик прогнозирования технологической эффективности выработки нефтяных запасов, но и апробируется качественно новая методика оценки запасов нефти при подборе скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны.

Методы: прогнозирование, обусловившее понимание технологической эффективности выработки и оценки запасов нефти при подборе скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны скважин; определение величин удельных остаточных балансовых запасов обусловило обращение к сравнительному анализу возможностей скважин доноров и акцепторов; анализ и оценка величины выходящих из дренирования запасов; оценка значения текущей нефтенасыщенности.

Результаты. Большинство нефтяных месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки. В связи с этим вопрос выработки остаточных запасов становится первоочередным. Для принятия проектных решений на прогнозный период разработки необходима оценка остаточных ресурсов углеводородов месторождения, что обуславливает актуальность исследования и адаптации методов оценки ресурсов месторождения. Произведен сравнительный анализ существующих методик прогнозирования технологической эффективности выработки и оценки запасов нефти, используемых при подборе скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны скважин. Предлагается измененный способ определения удельных балансовых запасов нефти, позволяющий для каждой добывающей скважины учесть запасы и отборы всего объекта, а также фильтрационно-емкостные свойства всего фонда скважин. Установлено, что метод определения величин удельных остаточных балансовых запасов предполагает выявление скважин доноров и акцепторов. Выявлено, что используемый подход в подборе скважин-кандидатов под обработку призабойной зоны является универсальным, так как позволяет выявлять скважины с недостаточной выработкой при существующем потенциале (водоограничивающие, гидрофобизирующие методы увеличения нефтеотдачи). Более того, данный методический подход предполагает принцип оценки относительной динамики отборов нефти и выявление несоотносимо высоких с остаточным потенциалом темпов падения добычи нефти.

Методический подход, совмещающий свойства прогноза ожидаемой технологической эффективности и критериального обоснования, основывается на применении процедуры расчетов параметров множественного регрессионного анализа. В его основе лежит предположение, что технологическая эффективность мероприятий (исключая успешность, случайный фактор) тесно связана с геолого-технологическими параметрами, характеризующими потенциал скважин – остаточные извлекаемые запасы, эффективная нефтенасыщенная мощность, площадь зоны дренирования, проницаемость и т. д. Доказывается, что данный метод подходит не только для подбора скважин-кандидатов под обработку призабойной зоны, но и для групп технологий увеличения нефтеотдачи различной специфики (по механизму вовлечения незадействованных запасов нефти); искомой функцией является технологическая эффективность от мероприятий (за год или за месяц), а аргументами – набор геолого-технологических показателей фонда скважин на дату проведения мероприятия.

Предложена методика оценки остаточных балансовых запасов фонда скважин, что способствует определению качества нефтяных запасов для отдельной добывающей скважины и позволяет учесть запасы и отборы всего объекта, а также фильтрационно-емкостные свойства всего фонда скважин.

Выводы. Установлено, что выявленные в ходе анализа особенности существующих методик позволяют решить ряд нефтепроблемных задач: определить объем выходящих из дренирования запасов (подбор водоограничивающих методов увеличения нефтеотдачи, ремонтно-изоляционные работы, коррекция режимов работы скважин, остановки); определить величину незадействованных запасов нефти, не участвующих в дренировании (гидравлический разрыв пласта, уплотнение); проанализировать достижимость выработки извлекаемых запасов, оцениваемых по общепринятым характеристикам вытеснения, по добывающим скважинам, то есть произвести их коррекцию.

Ключевые слова:

Призабойные зоны скважин, методика определения остаточных балансовых запасов фонда скважин, методика прогнозирования технологической эффективности выработки и оценки запасов нефти, Северо-Ореховское месторождение.

Введение

Наблюдающийся в настоящее время интерес мирового научного сообщества к поиску универсального метода, позволяющего осуществлять эффективное использование углеводородных ресурсов [1, 2 и др.], вызывает потребность исследования методик прогнозирования технологической эффективности выработки и оценки запасов нефти. Анализ современной методологии разработки природных ресурсов нефтегазовых комплексов [3, 4 и др.] показал своевременность исследования существующих приемов и принципов оценки текущего состояния нефтяных запасов северных территорий РФ. Обращение к переоценке существующих методов прогнозирования добычи запасов нефти [5, 6 и др.], а также создание новейших методик прогнозирования технологической эффективности выработки и оценки запасов нефти представляются актуальными. Более того, назрела необходимость создания условий по их внедрению в практике использования на подборе скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны скважин.

О методике определения остаточных балансовых запасов фонда скважин

В процессе разработки нефтяных месторождений ряд эксплуатационных скважин характеризуется превышением суммарных отборов нефти своих удельных балансовых запасов (геологических), определяемых по геометрическим границам (области Вороного) [7, 8]. При этом выработка удельных балансовых запасов может достигать 500 % и более. То есть справедливо утверждение, описанное неравенством (1)

$$\Sigma Q_n > Q_{\text{бал.н}}, \text{ при } Q_{\text{бал.н}} = S_{\text{скв}} h_{\text{эф.н}} m K_n \rho_n \theta, \quad (1)$$

где $Q_{\text{бал}}$ – удельные балансовые запасы; $S_{\text{скв}}$ – площадь дренирования запасов скважин; $h_{\text{эф.н}}$ – эффективная нефтенасыщенная мощность; m – пористость; K_n – начальная нефтенасыщенность; ρ_n – плотность нефти в пластовых условиях; θ – пересчетный коэффициент.

Причинами данной особенности добывающих скважин могут быть:

- 1) неравномерность ввода скважин в разработку, когда более ранние по вводу добывающие скважины в процессе эксплуатации успевают «захватить» запасы зон дренирования соседних скважин;
- 2) вытеснение нефти водой, когда вытесняемая водой нефть движется к участкам с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, аккумулирующим подток вытесняемой нефти;
- 3) природный характер строения коллектора и распределение естественного пластового давления в залежи.

Отмеченные особенности свидетельствуют о наличии единых гидродинамических систем в пределах объектов разработки [9], влиянии работы одних скважин на работу многих других, наличии

перетоков нефти из одной области в другую. В этой связи предлагается измененный способ определения удельных балансовых запасов нефти, позволяющий для каждой добывающей скважины учесть запасы и отборы всего объекта, а также фильтрационно-емкостные свойства всего фонда скважин. Удельные балансовые запасы предлагается определять по формуле (2)

$$Q_{\text{геол.н}}^{\text{факт}} = \left[\frac{Q_{\text{геол.н}} - \sum_{i=1}^{t-1} \sum_{j=1}^n Q_{\text{н}}}{\sum_{i=1}^t N_{\text{скв}}} \right] K_i + \sum_{i=1}^{t-1} Q_{\text{н}i}, \quad (2)$$

где
$$K_i = \frac{h_{\text{эф.н}} m_i k_{\text{н.тек.}i} S_{\text{скви}}}{h_{\text{эф.н}} m k_{\text{н.тек}} S_n},$$

где n – количество скважин по объекту (залежи),

пробуренных на время $t-1$; $\sum_{i=1}^{t-1} \sum_{j=1}^n Q_{\text{н}}$ – суммарный

отбор нефти по объекту к моменту времени $t-1$; K_i – коэффициент приведения подсчетных параметров к условиям i -й скважины; S_n – горизонтальная проекция площади залежей нефти на подсчет-

ном участке; $\sum_{i=1}^{t-1} Q_{\text{н}i}$ – накопленный отбор нефти по скважине к моменту времени $t-1$.

В случае если величина удельных фактических геологических запасов рассчитывается по перфорированной толщине, величина $k_{\text{н.тек.}i}$ к моменту t определяется исходя из удельных запасов и накопленных отборов предыдущего момента времени $t-1$, а также подсчетных параметров скважины. Если величина удельных фактических геологических запасов рассчитывается в целом по пласту, значение $k_{\text{н.тек.}i}$ на время $t-1$ определяется как средневзвешенное по мощности по перфорированным и неперфорированным участкам пласта. Расчет может производиться и исключительно по перфорированным мощностям.

Величина остаточных балансовых запасов нефти будет определяться как разница между удельными балансовыми запасами и накопленной добычей нефти по скважине на текущий момент времени t по формуле (3)

$$Q_{\text{н.ост.}i}^t = Q_{\text{геол.н}}^{\text{факт}} - \sum_{i=1}^t Q_{\text{н}i}. \quad (3)$$

Разность между удельными балансовыми запасами по предложенной методике и запасами по области Вороного показывает величину изменения балансовых запасов нефти (рис. 1) в процессе эксплуатации скважины, определяемую по формуле (4)

$$dQ_{\text{н}i}^t = Q_{\text{бал.н}i}^{\text{факт.}t} - Q_{\text{бал.н}i}^{\text{геом}}. \quad (4)$$

Зная величину $dQ_{\text{н}i}$ на момент времени t , можно определить величину $dQ_{\text{н}i}/dt$, которая будет показывать дискретный объем подтока нефти (изменения запасов) по зоне дренирования.



Рис. 1. Распределение фонда скважин по характеру дренирования

Fig. 1. Distribution of wells by the nature of drainage

Реализация предложенной методики определения удельных балансовых запасов по основным объектам разработки Северо-Ореховского месторождения позволила произвести их пересчет, выявить потенциальные скважины, контролирующие подток нефти, – акцепторы, а также скважины доноры, отдающие свои запасы из-за влияния системы разработки.

Учитывая наличие зон акцепторов с положительным dQ_n и зон доноров с отрицательным dQ_n , характер подтока dQ_n/dt , несмотря на положительные значения отборов нефти, может быть отрицательным по зоне дренирования, т. е. зона скважины отдает нефть как в процессе отбора, так и в процессе перетока в смежные зоны.

Для зон акцепторов, аккумулирующих дополнительный подток нефти, текущая нефтенасыщенность всегда будет иметь повышенные значения.

Для зон доноров, имеющих «транзитное» положение относительно акцепторов и зон закачки, отдающих свои запасы, текущая нефтенасыщенность будет иметь пониженные значения.

Оценка значения текущей нефтенасыщенности, определенных по функции от доли воды и соотношения вязкостей, характеризуют состояние в зоне отбора.

Значения текущей нефтенасыщенности по доле воды и соотношению вязкостей определяется согласно данным фазовых относительных проницаемостей и уравнению Баклея–Левретта, формула (5)

$$F_v = 1 / (1 + (K_{отн.н} \mu_v / \mu_n K_{отн.в})). \quad (5)$$

При отсутствии данных фазовых относительных проницаемостей по объекту текущая нефтенасыщенность определяется по диаграммам Д.А. Эфроса.

Поскольку значения нефтенасыщенности по функции от доли воды и соотношению вязкостей характеризует состояние в зоне отбора, отклонение текущей нефтенасыщенности, определяемой по соотношению вязкостей и доле воды от текущей нефтенасыщенности по предложенной методике, покажет долю незадействованных запасов в результате: прорыва языков воды, конусообразования, смещения запасов вследствие влияния смежных участков нагнетания и т. д.

Для примера на рис. 2 приведен фрагмент карты слабо дренируемых запасов окружения для нагнетательных скважин по пласту A_{2-1} Северо-Ореховского месторождения.

На рис. 3 представлено отображение направленных прорывов воды (по данным математического анализа влияния закачки) на карте проницаемости пласта AB_{2-1} . Вертикальные конусы на карте отображают объем выходящих из дренирования запасов нефти.

Реализация предложенной методики определения удельных балансовых запасов по основным объектам разработки Северо-Ореховского месторождения позволила произвести их пересчет, выявить потенциальные скважины, контролирующие подток нефти, – акцепторы, а также скважины-доноры, отдающие свои запасы из-за влияния системы разработки.

Для примера на рис. 4 приведен график динамики удельных запасов по фонду скважин пласта AB_{2-1} .

Фрагмент карты суммарных (за весь период эксплуатации) изменений удельных балансовых запасов по объекту AB_{2-1} представлен на рис. 5.

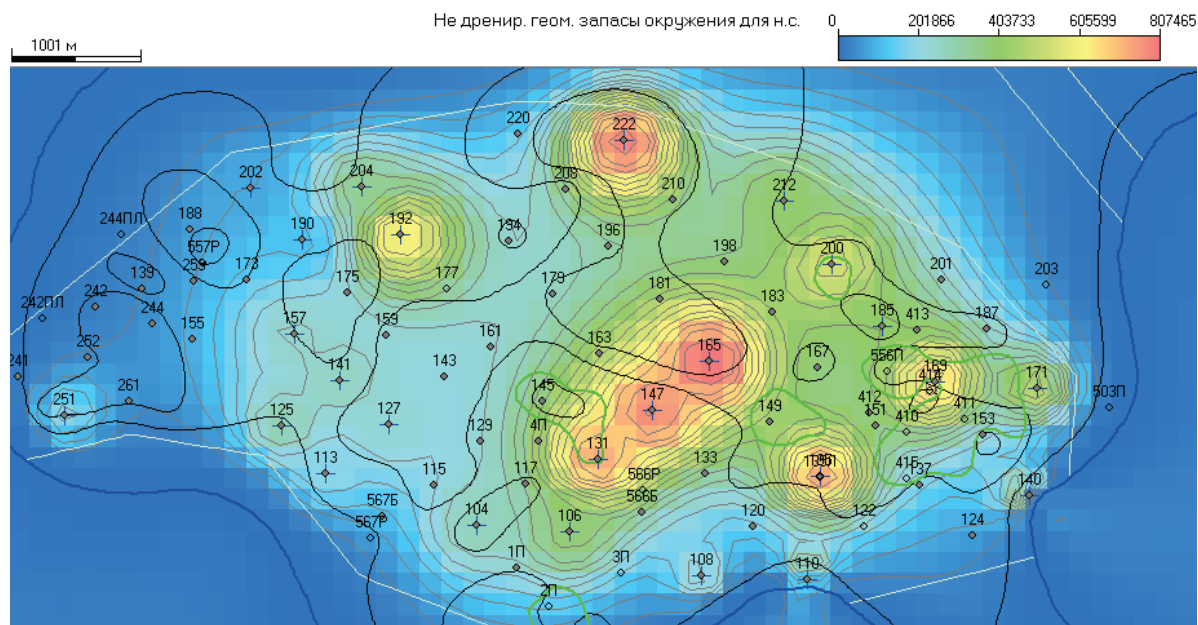


Рис. 2. Фрагмент карты слабо дренируемых запасов окружения для нагнетательных скважин по пласту AB_{2-1}

Fig. 2. Fragment of a map of poorly drained stockpiles in the environment for injection wells for reservoir AV_{2-1}

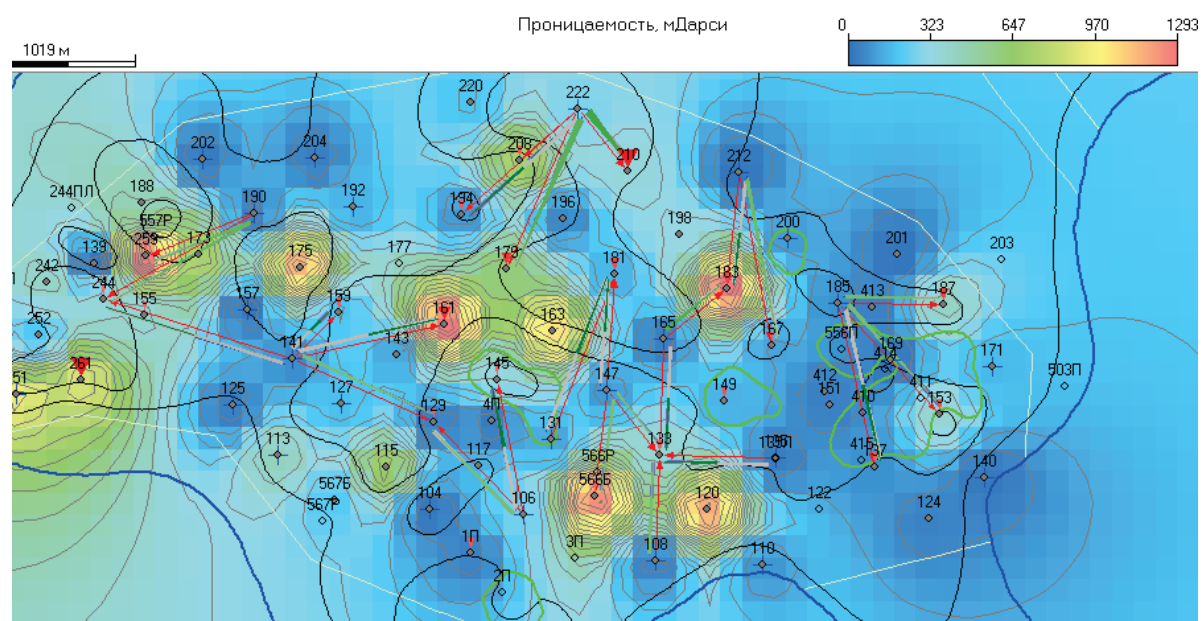


Рис. 3. Отображение направлений прорывов воды (по данным математического анализа влияния закачки) на карте проницаемости пласта AB_{2-1}

Fig. 3. Display of water inrush directions (by the data of mathematical analysis of injection affect) on the map of AV_{2-1} reservoir permeability

По добывающим скважинам определена разница оценок текущей нефтенасыщенности, полученных по предложенной методике и по доле воды и соотношению вязкостей. Сравнение данных оценок нефтенасыщенности показывает, насколько обводненность адекватна выработке удельных запасов или насколько отличается нефтенасыщенность в зоне отбора от нефтенасыщенности по всей области влияния скважины. Кроме того, данное отличие является оценкой того объема запасов, ко-

торые выходят из дренирования из-за неадекватного выработке увеличения обводненности.

На рис. 6 представлена динамика текущей нефтенасыщенности для двух групп скважин-акцепторов.

По представленным зависимостям видно, что значения текущей нефтенасыщенности по функции от воды и по методике хорошо коррелируют, кроме того, обе оценки текущей нефтенасыщенности значительно выше. В первой группе скважин

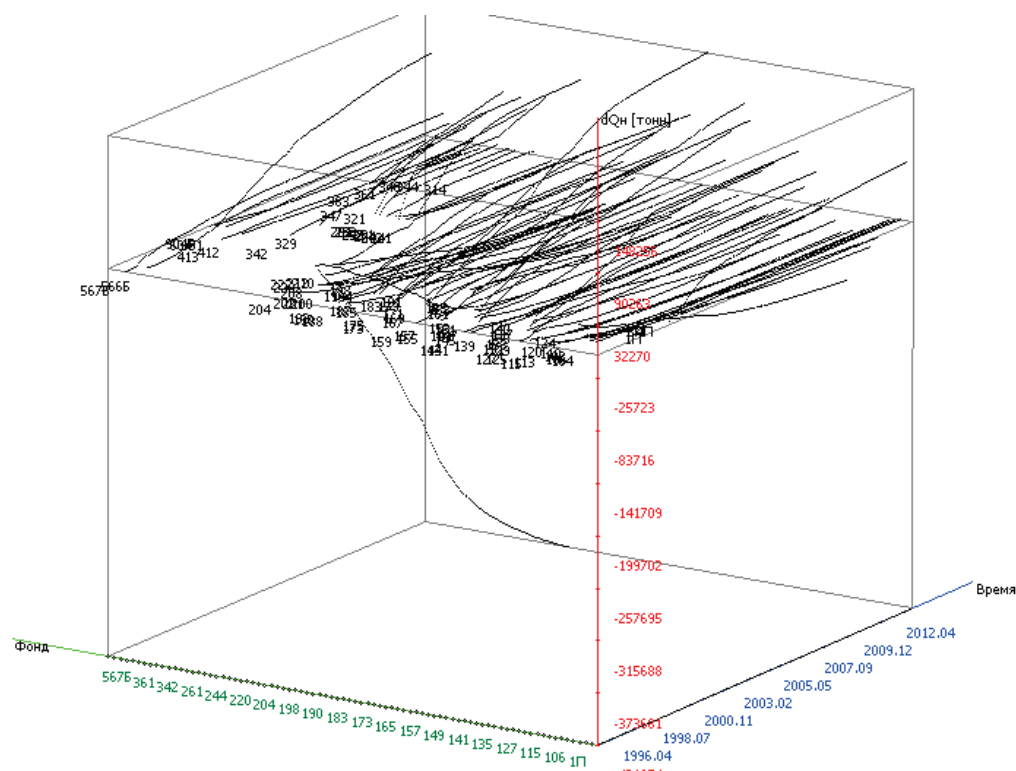


Рис. 4. Динамика изменения удельных балансовых запасов по пласту AB_{2-1}

Fig. 4. Dynamics of change in specific reserves by the reservoir AV_{2-1}

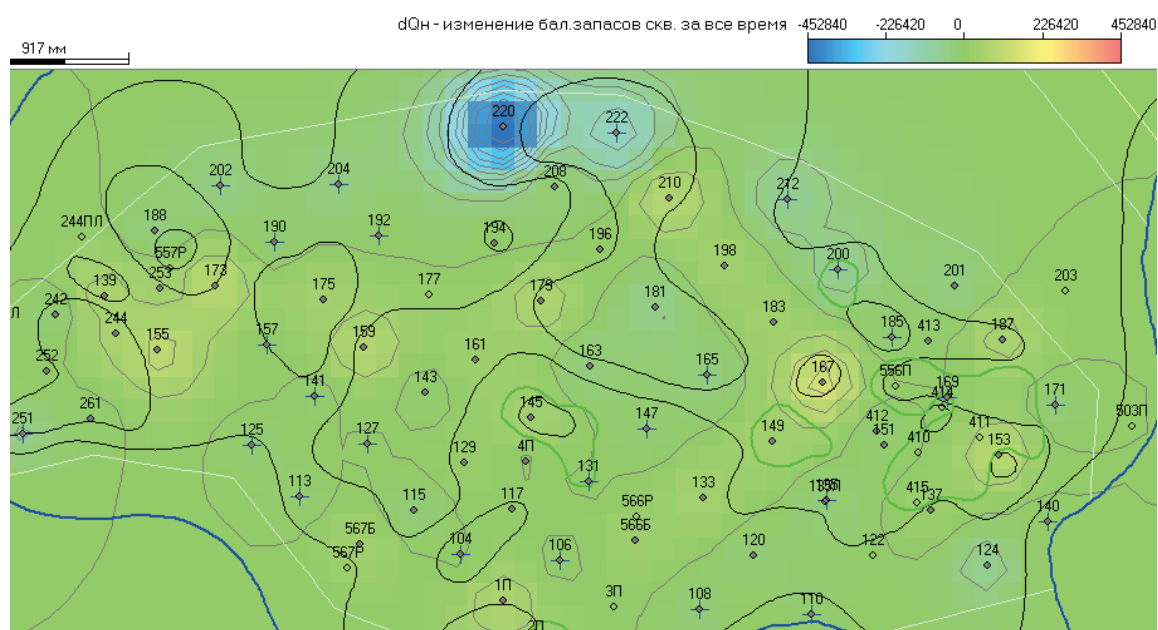


Рис. 5. Фрагмент карты изменения удельных балансовых запасов по пласту AB_{2-1} по состоянию на 01.01.2014 г.

Fig. 5. Fragment of map of changes in specific reserves of reservoir AV_{2-1} , 01.01.2014

(а) нефтенасыщенность по функции от воды несколько выше значений по методике, что может объясняться установлением адекватных отборов по жидкости.

В последующем моменте выработки запасов и обводнения обе оценки текущей нефтенасыщенности

достигают значений в 0,2 д.ед. (20 %). Во втором случае – во второй группе скважин (б) – нефтенасыщенность по функции от воды хорошо соотносится со значениями по методике, однако в заключительной стадии отмечается снижение нефтенасыщенности в зоне отбора.

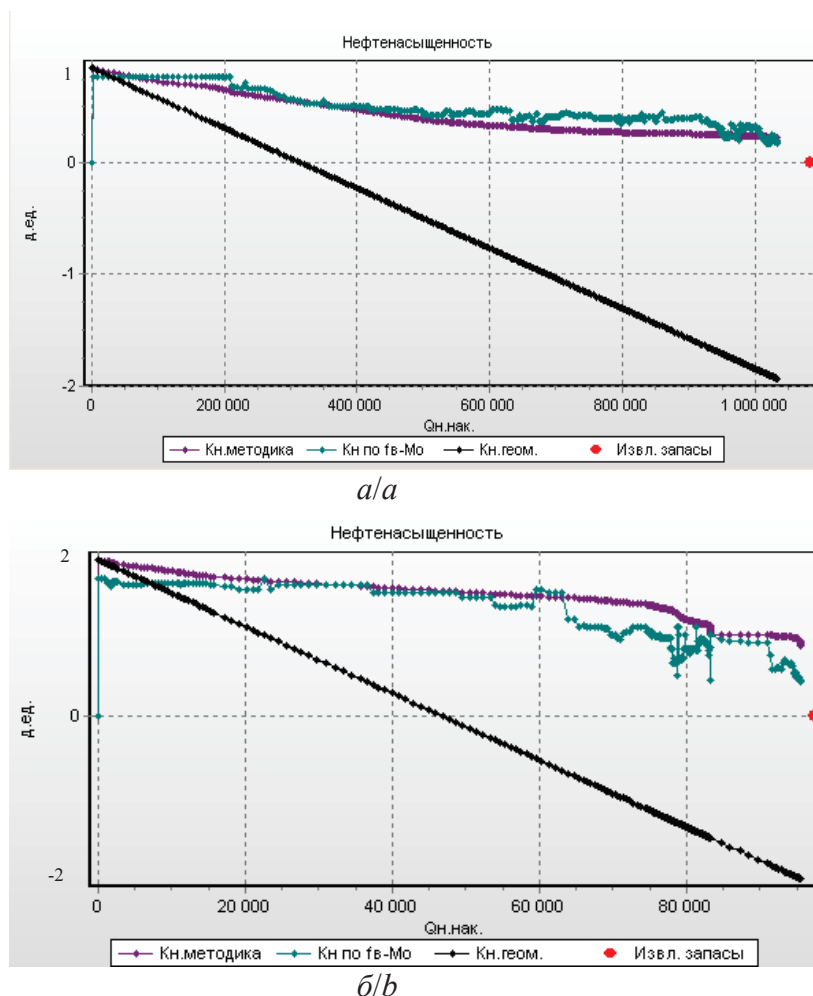


Рис. 6. Динамика оценок текущей нефтенасыщенности для зон скважин-акцепторов по двум исследуемым группам скважин: а) по первой группе скважин; б) по второй группе скважин

Fig. 6. Dynamics of estimates of the current oil saturation for the areas of wells of acceptors of two groups of wells studied: (a) the first; (b) the second

На определенном этапе отмечается оптимизация отборов, что отражается в уменьшении расхождения рассматриваемых графиков.

На рис. 7 представлена динамика оценок текущей нефтенасыщенности для зон доноров. Значения текущей нефтенасыщенности по функции от воды и по методике ниже значений, определяемых по геометрическим границам скважин, соответствующим области Вороного.

На рис. 8 можно наблюдать расхождение значений оценок нефтенасыщенности по доле воды и по методике. Соотношение значений текущей нефтенасыщенности по функции от воды и по методике показывает, что зоны в пределах скважин-доноров, имеющих «транзитное» положение между нагнетательными скважинами и скважинами-акцепторами, подвержены обводнению, в большей степени несоизмеримому с выработкой запасов, и появлению к моменту полного обводнения доли не вовлеченных запасов нефти.

Оценки текущей нефтенасыщенности по методике хорошо коррелируют со значениями данной оценки по функции от доли воды в начальной и средней стадии разработки. Данные оценки всегда достаточно отличаются от значений оценки текущей нефтенасыщенности по области Вороного (геометрическим границам).

Отмеченные особенности методик позволяют решить ряд нефтепромысловых задач:

- определить объем выходящих из дренирования запасов (подбор водоограничивающих МУН, РИР, коррекция режимов работы скважин, остановки);
- определить величину запасов нефти, не участвующих в дренировании (ГРП, уплотнение);
- оценить достижимость выработки извлекаемых запасов, рассчитанных по общепринятым характеристикам вытеснения, по добывающим скважинам, т. е. произвести их коррекцию.

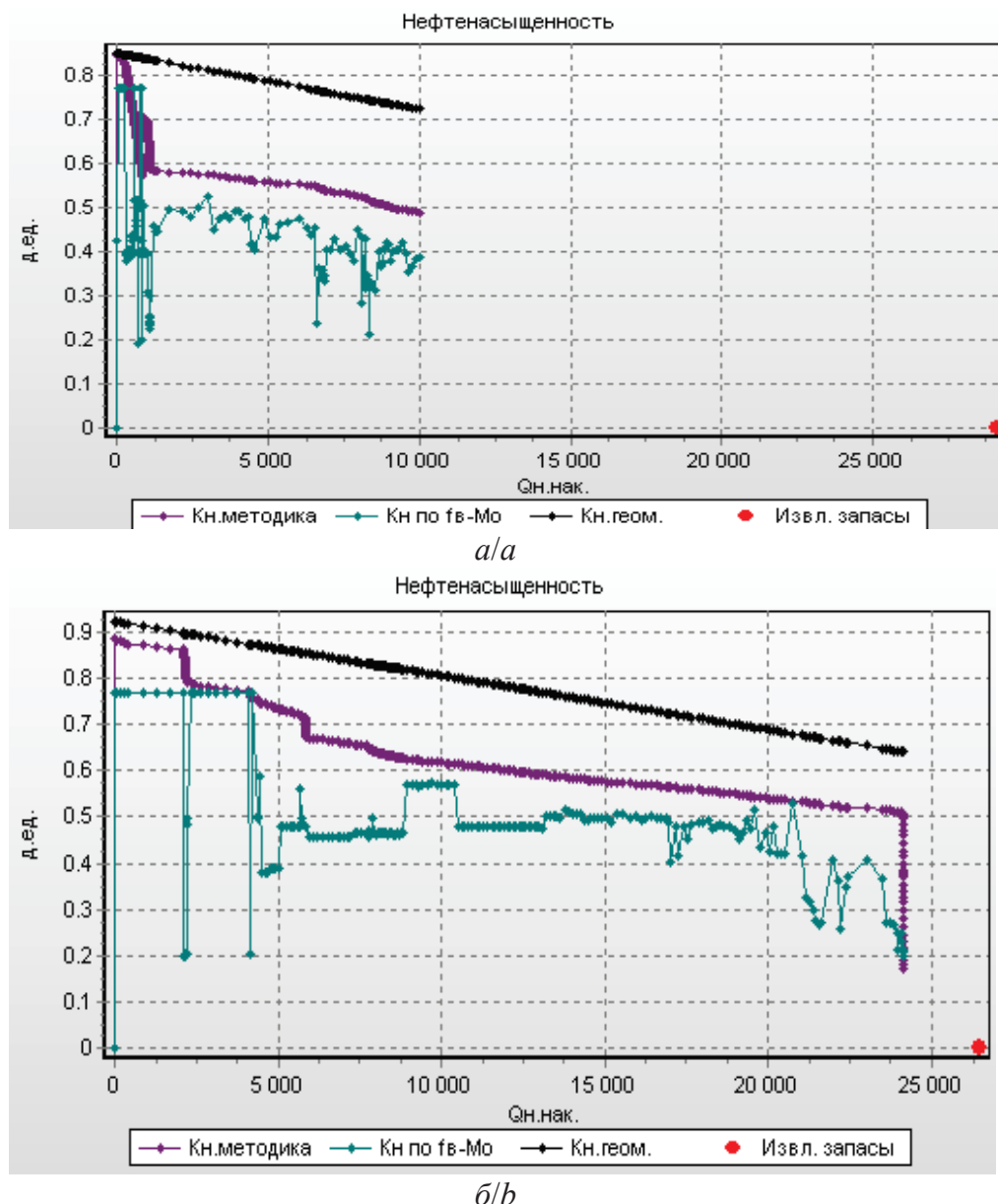


Рис. 7. Динамика оценок текущей нефтенасыщенности для зон скважин-доноров по двум исследуемым группам скважин: а) по первой группе скважин; б) по второй группе скважин

Fig. 7. Dynamics of estimates of current oil saturation for well-acceptance zones for two groups of wells under study: (a) the first ; b) the second

Предлагается следующий способ оценки величины выходящих из дренирования запасов. По кривым оценок текущей насыщенности строятся аппроксимирующие кривые (рис. 8): 1 – оценка текущей нефтенасыщенности по доле воды и 2 – оценка текущей нефтенасыщенности по методике.

По кривым рассчитывается разность dK_n на текущий момент безразмерного времени (ΣQ_n) – накопленной добычи нефти. По данным подсчетных параметров вскрывающих пласт добывающих скважин определяем величину выходящих из дренирования запасов, по формуле (7)

$$Q_{\text{вых.зап}} = S_{\text{св}} h_{\text{эф.н}} m dK_n \rho_n \theta. \quad (7)$$

Для нагнетательных скважин данная величина определяется как сумма взвешенных долей потерь дренируемых запасов для всех направлений прорыва от нагнетательной скважины (результаты трассерных исследований). При этом предварительно для добывающих скважин по каждому из работающих направлений влияния закачки (прорыва) определяется доля потерь дренируемых запасов от каждой нагнетательной скважины. Алгоритмы определения выходящих из дренирования запасов для нагнетательных скважин представлены в табл. 1.

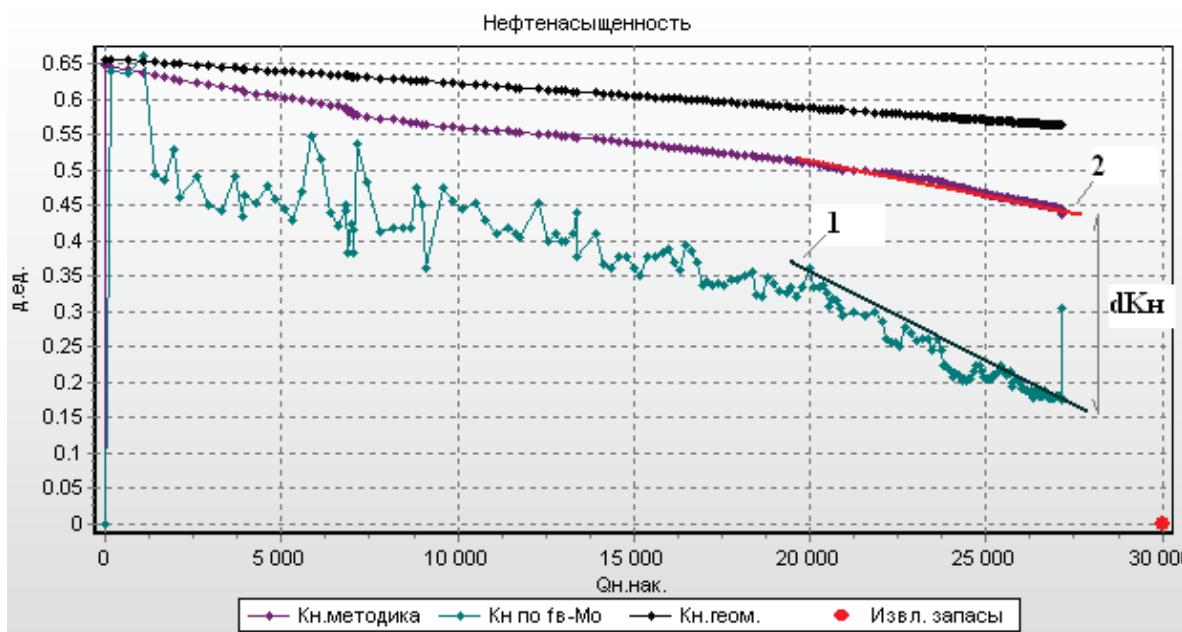


Рис. 8. Соотнесение оценок нефтенасыщенности с динамикой технологических показателей

Fig. 8. Correlation between estimates of oil saturation and the dynamics of technological indicators

Определение величины незадействованных запасов нефти (не участвующих в дренировании) $Q_{не,дрен.зап}$ производится аналогично по формуле (8), но с некоторыми особенностями. Поскольку оценка текущей нефтенасыщенности, определяемой по доле воды, выше оценки по методике, предполагающей, что фактическая область дренирования, обеспечивающая приток нефти с несоизмеримо низкой обводненностью, больше области скважины ($S_{скв}$), учитываемой в расчетах остаточных запасов по методике. Другими словами, у скважины есть потенциал, но он не проявляется по балансу отборов и остаточных запасов, т. е. скважина не добывает то, что возможно.

При этом величина $-dK_n$ (определяемая аналогично предыдущему методу) будет показывать долю запасов, не вовлекаемых в дренирование.

$$Q_{не,дрен.зап} = S_{скв} \cdot h_{эф,н} \cdot m(-dK_n) \cdot \rho_n \cdot \theta. \quad (8)$$

Наиболее часто данная особенность проявляется по скважинам, аккумулирующим подток нефти, но обладающим пониженной проницаемостью (менее 20–30 м Дарси). Данные скважины могут представлять интерес при планировании ГРП.

Динамика оценок текущей нефтенасыщенности по скважине-кандидату под ГРП (ГПР проведен фактически) приведена на рис. 9.

По всему фонду скважин основных эксплуатационных объектов Северо-Ореховского месторождения сформированы списки влияющего окружения в радиусе 1500 м. Для каждой добывающей и нагнетательной скважины созданы матрицы входных и выходных параметров по динамике технологических показателей за последние 24 месяца.

Выполнены расчеты параметров математических моделей, рассчитаны векторы подтока от направлений влияния закачки – для добывающих

Таблица 1. Алгоритм расчетов величин выходящих из дренирования запасов нефти для нагнетательных скважин

Table 1. Algorithm for calculating the values of oil reserves emerging from the drainage for injection wells

Добывающие скважины Production wells					Нагнетательные скважины Injection wells
Направление влияющих скважин Direction of impact wells	Приходящий вектор Incoming vector		$dQ_{(ж-н)}$	$K_j = dQ_{ij} / \Sigma dQ_i$	Находим долю выходящих из дренирования запасов от направления нагнетательной скважины Let's find the share of oil reserves emerging from drain from the injection well direction
	Q_n	$Q_{ж_i}$			$Q_{вых.зап} \cdot K_{ij}$
Нагнетательная скважина 1 Injection well 1	Q_{n_1}	$Q_{ж_1}$	$dQ_{(ж-н)_1}$	K_1	$Q_{вых.зап_1}$
Нагнетательная скважина 2 Injection well 2	Q_{n_2}	$Q_{ж_2}$	$dQ_{(ж-н)_2}$	K_2	$Q_{вых.зап_2}$
...
Нагнетательная скважина n Injection well n	Q_{n_i}	$Q_{ж_i}$	$dQ_{(ж-н)_i}$	K_i	$Q_{вых.зап_i}$
					$\Sigma Q_{вых.зап} \cdot K_{ij}$

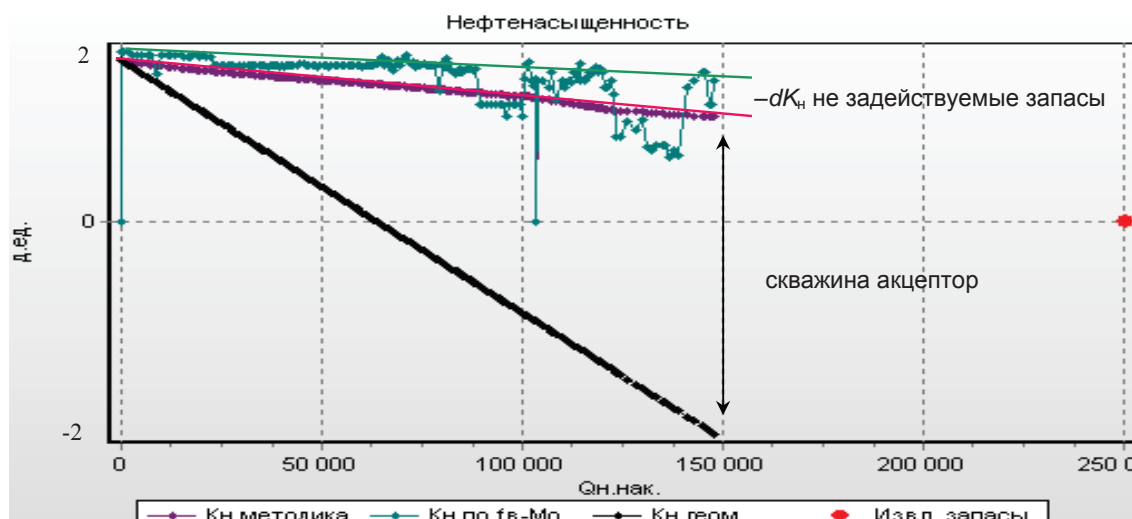


Рис. 9. Динамика оценок текущей нефтенасыщенности по скважине-кандидату под гидравлический разрыв пласта (гидравлический разрыв пласта проведен фактически)

Fig. 9. Dynamics of current oil saturation estimates along a borehole-candidate under hydraulic fracturing (hydraulic fracturing carried out actually)

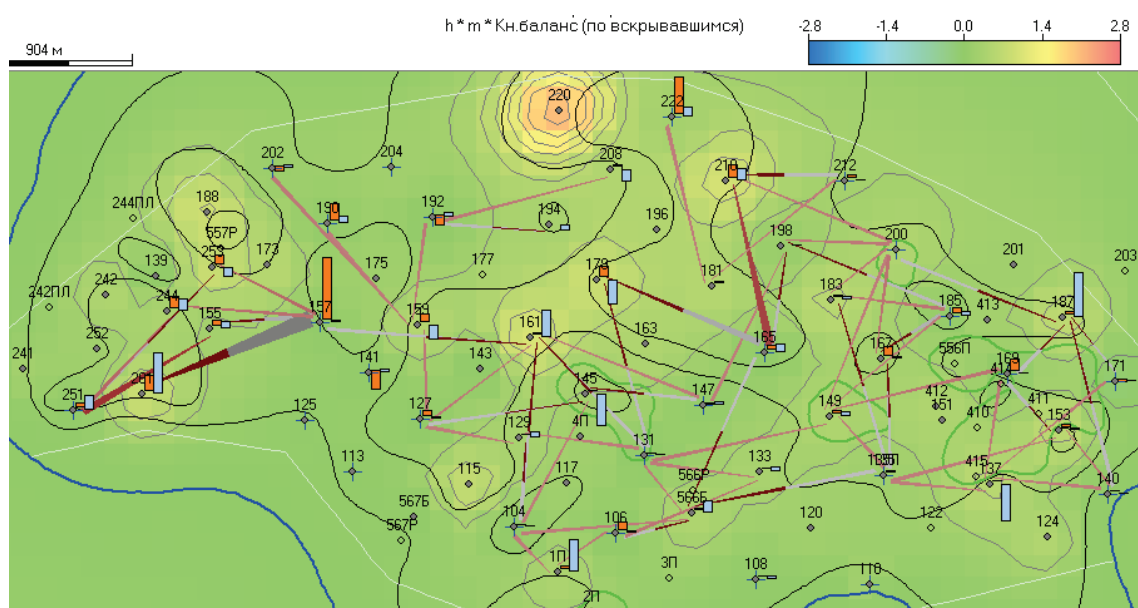


Рис. 10. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по нефти, компенсации отборов закачкой с картой плотности текущих запасов нефти пласта АВ₂₋₁ (на 01.01.2014 г.)

Fig. 10. Correlation of the nature and extent of injection impact on oil selection, compensation of injection selections with the map current oil reserves density on the reservoir AV₂₋₁ (01.01.2014)

скважин, и векторы оттока к отбирающим скважинам – для нагнетательных скважин. Кроме того, выполнены оценки компенсации отборов закачкой для очагов влияния нагнетательных скважин и зон добывающих скважин. Для примера по пласту АВ₂₋₁ данные результатов представлены на рис. 10 и в табл. 2, 3.

Подбор кандидатов под ОПЗ

Первый подход в подборе скважин-кандидатов на проведение работ интенсификации добычи неф-

ти базируется на результатах ранее представленного метода. Метод определения величин удельных остаточных балансовых запасов предполагает выявление скважин доноров и акцепторов, данная особенность фиксируется по наличию величины dQ_n , которая имеет положительные и отрицательные значения. У скважин доноров, которые теряют свои запасы, отбор нефти меньше.

В зонах дренирования, отдающих свои запасы, мы сталкиваемся с вытеснением нефти водой, допуская, что случается равномерное вытеснение нефти

Таблица 2. Геолого-технологические показатели и данные характера влияния закачки по фонду добывающих скважин пласта AV_{2-1}
Table 2. Geological and technological indicators and the data on the nature of impact of injection in fund of production wells on the reservoir AV_{2-1}

Скважина Well	Запасы/Reserves (т/т)				F_2 Текущая обводненность, Water current, %	Характер потока Nature of the flow	F_3 -КИИЗ, Коэффициент использования извлекаемых запасов Utilization of recoverable reserves coefficient, %
	Балансовые запасы Balance stocks	Извлекаемые запасы Recoverable stocks	Остаточные извлекаемые запасы Residual recoverable stocks	Остаточные балансовые запасы Residual balance stocks			
115	190 781	30 020	2871	143 341	98,7	–	8,26
120	75 294	18	6	56 571	80	–	14,27
124	321 620	6562	1975	248 241	84,62	донор/donor	14,71
129	95 241	43 113	5201	71 936	97,31	акцептор/acceptor	9,37
133	129 773	83 389	9449	97 503	97,85		9,18
137	116 840	52 692	7675	91 837	95,05		9,62
139	11 376	61 253	1815	–	97,78		0,74
143	176 623	18 962	1027	–	66,67	–	–27,92
145	79 474	68 900	6585	60 131	97,03	акцептор/acceptor	6,58
149	183 051	88 055	7761	139 032	98,15		6,96
151	46 952	210	42	35 277	96,15	–	16,18
153	165 042	132 150	11 036	114 018	97,98	акцептор/acceptor	6,33
155	99 917	149 553	18 686	75 296	97,86		10,36
159	175 699	136 671	23 127	109 857	96,35		13,28
161	472 364	130 206	20 045	251 932	96,76		12,15
163	206 813	12 949	1451	127 536	97,74	донор/donor	8,95
167	98 403	198 936	23 175	75 194	98,94	акцептор/acceptor	10,59
173	141 375	140 819	19 489	106 221	99,93		13,77
175	55 290	57 699	5735	41 541	99,08		9,02
179	307 456	198 663	57 476	231 003	96,77		25,7
181	310 717	4927	1895	151 131	98,27	донор/donor	36,73
183	204 157	89 440	8558	158 770	98,36	акцептор/acceptor	7,93
187	200 229	118 880	15 453	153 002	97,32		10,32
188	317 884	56 159	5402	238 839	99,38	донор/donor	9
194	131 261	17 771	3246	115 827	93,44	–	11,7
196	216 764	50 034	4620	112 692	93,33	акцептор/acceptor	2,57
198	181 528	74 711	3154	30104	66,67		–29,11
201	146 525	395	210	110 090	66,67	донор/donor	19,81
208	179 706	40 776	12 445	135 020	97,86	–	28,38
210	540 678	262 752	49 785	406 232	97,87	акцептор/acceptor	16,81
220	2 034 980	8660	822	1 573 814	99,43	донор/donor	8,91
241	56 343	2493	89	50 085	83,33	–	–13,11

с адекватным замещением выработанной части заводненной зоной. При этом выработка извлекаемых запасов (КИИЗ – коэффициент использования извлекаемых запасов) достигает 100 %, при 100 % обводнении, а разница долей F_3 -КИИЗ=0. Но чаще в «транзитных» зонах-донорах обводненность опережает выработку запасов с разницей долей F_3 -КИИЗ>0 на 10–20 % обводненности. Скважины-доноры, поскольку теряют свои запасы из-за смещения, отбирают меньше нефти (относительно своих мощностей), чем ближайшие акцепторы [10, 11 и др.].

Случаи, когда для доноров утечка запасов является ложной, т. е. скважины отбирают меньше своих потенциалов, но смещение их запасов не происходит или происходит, но не в соизмеримо меньшей со снижением отборов нефти степени, мы сталкиваемся с неявным донором. Зона дренирования и не отдает запасы, и не добывает. Для неявных доноров характерно снижение или отсутствие нормального замещения нефти водой и действует условие F_3 -КИИЗ<0. Подобные недостаточные отборы нефти скважин (или их снижение) с замедлением темпов обводнения могут быть обусловлены снижением проводимости в околоскважинной зоне

и увеличением скин-фактора на фоне слабого влияния закачки или законтурной области

Данные скважины могут быть кандидатами на внедрение методов интенсификации добычи нефти, воздействующих на околоскважинную зону, – вибро-акустика, гидро-импульсные технологии и т. д. [12, 13 и др.].

Второй подход в подборе скважин-кандидатов под ОПЗ более универсален, поскольку позволяет выявлять скважины с недостаточной выработкой при существующем потенциале (водоограничивающие, гидрофобизирующие МУН).

Данный подход предполагает принцип оценки относительной динамики отборов нефти и выявления несоотносимо высоких с остаточным потенциалом темпов падения добычи нефти [14, 15 и др.]. Для этого по фонду скважин производится оценка начальных извлекаемых запасов, а также темпов падения отборов от текущих (остаточных) извлекаемых запасов ($K_{гтм}$) на каждый момент времени работы скважины. Динамика темпов падения отборов нефти от остаточных запасов по пласту A_{2-1} Северо-Ореховского месторождения [16] представлена на рис. 11.

Таблица 3. Геолого-технологические показатели и данные характера влияния закачки по фонду нагнетательных скважин пласта АВ₂₋₁

Table 3. Geological and technological indicators and the data on the nature of impact of injection in fund of injection wells on the reservoir AV₂₋₁

Скважина Well	F_v Обводненность продукции скважин окружения Flooding of the products of the environment wells, %	h недр, м Bowels l, m	$Q_{\text{бал.ост.окр}}$ Кол-во балансовых ос- таточных запасов сква- жин окружения, т Balance residual envi- ronment, t	$Q_{\text{н.бал.ост}}$ Кол-во балансовых ос- таточных запасов, т Balance residual, t	$F_{\text{в-КИИЗ}}$ Коэффициент ис- пользования извле- каемых запасов Utilization of recove- rable reserves, %	Потери дренiruе- мых запасов за счет обводнения, т Loss of drained stocks due to flood- ing, t
104	94,11	0	49 163,75	–		0
106	93,54	0	94 621,35	–	43,49	112 915,7
108	94,02	0	96 831,67	7285,15	–	31730
110	87,88	0,8	356 454,2	84 330,33	56,41	0
113	93,47	0,8	48 668,34	1296,65	59,03	0
125	95,75	0	129 431,4	15 549,7	–	0
127	94,45	0,8	33 856,87	43,57	21,83	98 625,75
131	94,1	0	211 126,5	21,59	4,57	22 316,17
135	90,34	0	402 283,8	49 626,66	19,41	38 187,25
140	87,18	0	349 467,3	6550,74	–	20 004,72
141	95,2	1,2	49 305,13	2523,98	42,18	55 536,13
147	94,21	0,8	229 111,1	–58 723,94	4,44	35 349,43
157	95,45	0	100 174,6	1081,64	–9,32	320 387
165	91,65	3,2	294 952,1	379,64	42,62	216 736
169	88,4	0	410 502,5	–	–	98 770,49
171	84,62	3	349 467,3	30 675,53	3,47	0
185	86,77	3,4	142 497,7	8875,46	10,24	177 821,3
190	94,6	2	45 390,37	15 464,42	24,48	56 705,52
192	94,03	0	32 238,7	–	60,32	0
200	87,05	4,8	228 308,5	195 361,72	68,05	26 263,45
202	98,18	1,8	43 509,26	55 412,55	37,19	2949,3
204	97,95	1	–9594,63	107 610,8	21,25	0
212	88,24	0	139 444,2	179 503,99	–	18 537,13
222	92,95	2,8	146 505,1	147 708,63	11,08	513 858,3
251	96,32	1	125 252,5	4474,74	8,74	52 264,79

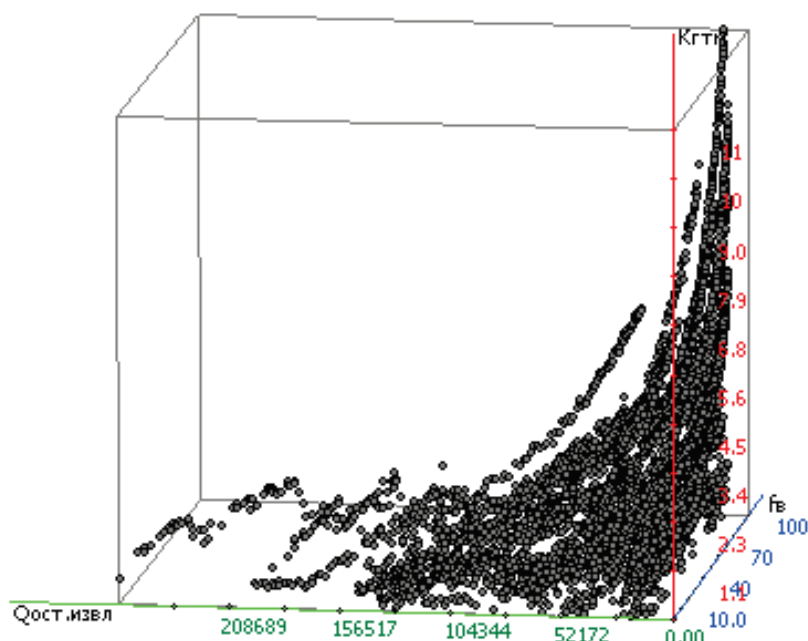


Рис. 11. Функция относительного падения отборов нефти в координатах остаточных извлекаемых запасов и текущей обводненности за все время эксплуатации скважин

Fig. 11. Function of oil production relative decline in the coordinates of the residual recoverable reserves and the current watering during all well operations

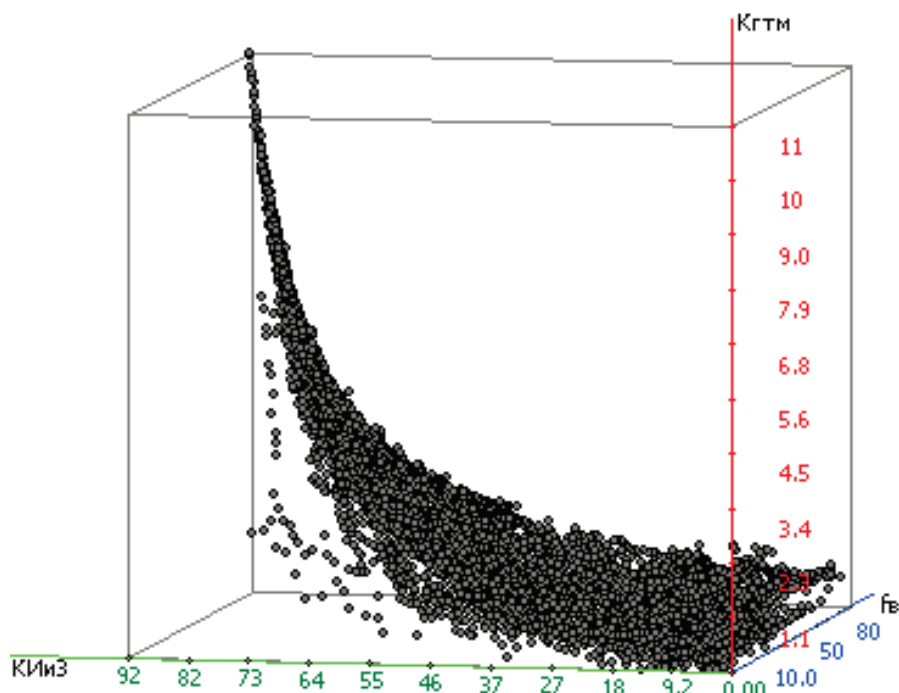


Рис. 12. Функция относительного падения отборов нефти в координатах относительных остаточных извлекаемых запасов нефти и текущей обводненности за все время эксплуатации скважин

Fig. 12. Function of oil production relative decline in coordinates of relative residual of recoverable oil reserves and the current watering during all well operations

Для того, чтобы нивелировать относительность уровней падения добычи нефти фонда скважин и их остаточных запасов, производится нормирование величин падения отборов нефти по относительным остаточным извлекаемым запасам (текущим извлекаемым запасам $ТИЗ=1-КИИЗ$).

Представление темпов падения отборов нефти по фонду скважин в координатах текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) – текущая обводненность – позволяет получить четкую степенную зависимость следующего вида (рис. 7).

По представленной зависимости видно, что на фоне общей поверхности выделяются скважины, отстоящие (с $K_{ГТМ}$ выше) от общей поверхности точек.

Далее создается аппроксимирующая поверхность математическая модель вида:

$$K_{ГТМ} = f(nТИЗ^a, f_в). \quad (9)$$

К ОПЗ рекомендуются скважины, по которым в течение последних нескольких месяцев данные фактических темпов падения выше аппроксимирующих значений по модели при уже существующих относительных текущих извлекаемых запасах и обводненности [17–20]. Ниже представлен пример соотношения фактических уровней падения добычи нефти (красный маркер) и оптимальных значений (фиолетовый маркер) при заданной выработке и обводненности по добывающей скважине 347 пласта A_{2-1} (рис. 12).

Предложенный метод может быть дополнен анализом динамик темпов отборов нефти от остаточных извлекаемых запасов в безразмерном вре-

мени остаточных извлекаемых запасов (рис. 13).

Пользуясь данной методикой, можно не только подобрать скважину под мероприятие, но и определить, когда, например, проводилось ГТМ, и какая была его результативность. Ниже представлена динамика предлагаемых параметров по скважине 601 пласта A_{1-3} .

Представленные характеристики подтверждают: во-первых, целесообразность проводимых мероприятий, во-вторых, наличие эффекта от мероприятия. Темпы добычи нефти после ГТМ замедляются, темпы отбора жидкости увеличиваются. Фактический отбор до мероприятия ниже критических значений по двум из трех потенциальных характеристик (рис. 14).

Третий методический подход часто используется в нефтепромысловой практике подбора мероприятий. В его основе лежит предположение, что технологическая эффективность мероприятий (исключая успешность, случайный фактор) тесно связана с геолого-технологическими параметрами, характеризующими потенциал скважин, – остаточные извлекаемые запасы, эффективная нефтенасыщенная мощность, площадь зоны дренирования, проницаемость и т. д. [21]. Достоинством данного подхода является то, что он совмещает в себе свойства прогноза технологической эффективности и критериального обоснования. Метод подходит не только для подбора ОПЗ, но и для групп технологий увеличения нефтеотдачи различной спецификации (по механизму вовлечения незадействованных запасов нефти). Метод основывается на

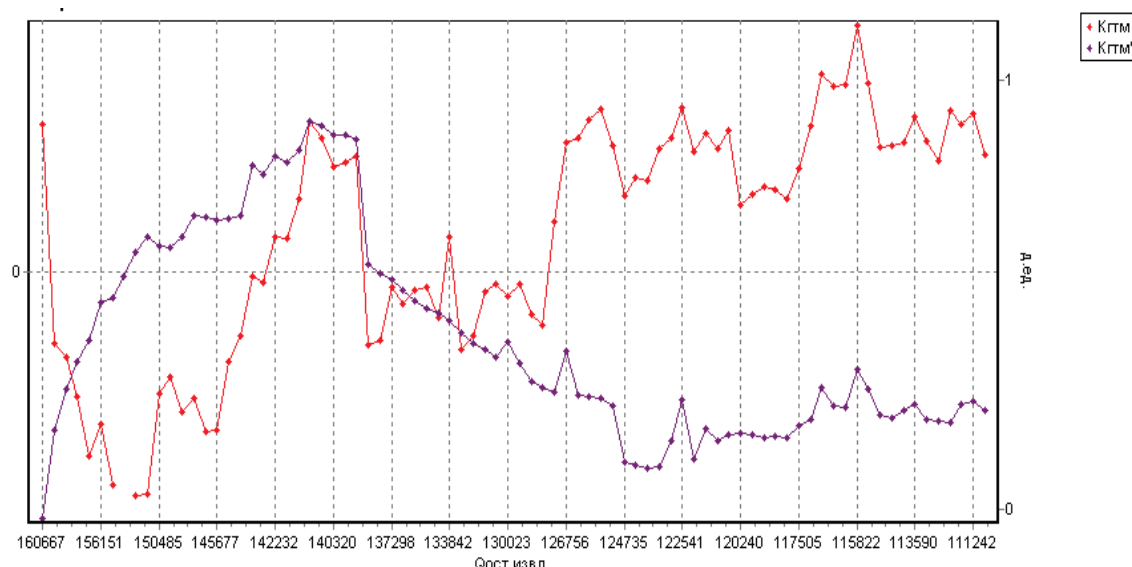


Рис. 13. Скважина 347, пласт A_{2-1} . Превышение оптимальных уровней падения отборов нефти при заданной выработке и обводненности

Fig. 13. Borehole 347, reservoir A_{2-1} . Exceeding optimum levels of falling oil production for given development and watering

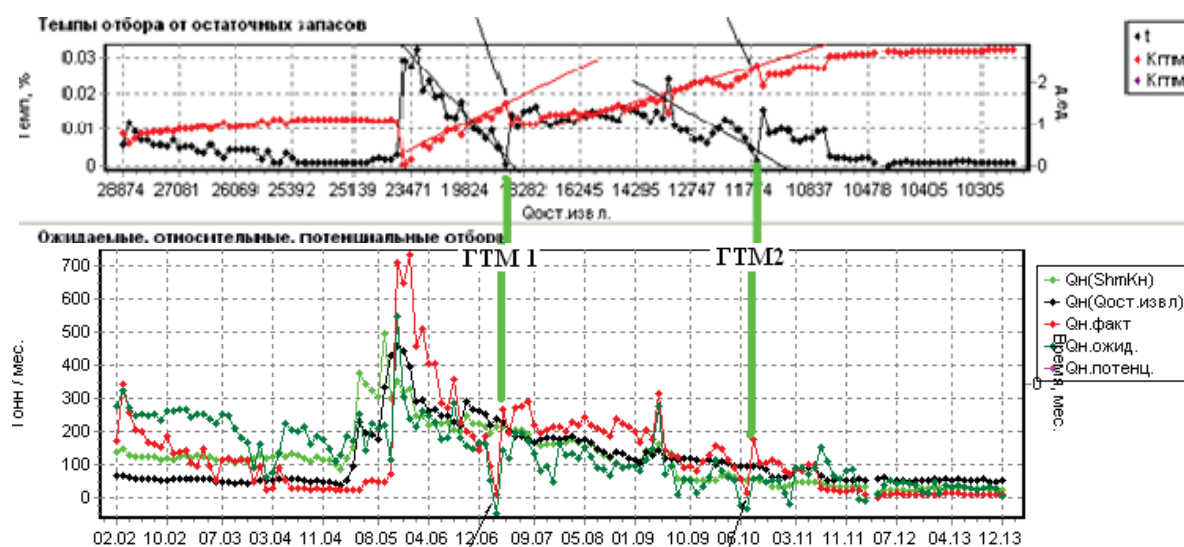


Рис. 14. Подтверждение методических подходов в обосновании обработки призабойной зоны по скважине 601 пласта A_{1-3} Северо-Ореховского месторождения

Fig. 14. Confirmation of methodical approaches to justify the processing of bottomhole formation zone along a borehole reservoir, 601, layer A_{1-3} , Severo-Orekhovskoe deposit

применении процедуры расчетов параметров множественного регрессионного анализа. Искомой функцией является технологическая эффективность от мероприятий (за год или за месяц), а аргументами – набор геолого-технологических показателей фонда скважин на дату проведения мероприятия. По данным имеющихся наблюдений по эффектам, времени, видам мероприятий и геолого-технологическими признаками скважин создаются матрицы параметров X и Y . Применение к матрицам параметров алгоритмов расчетов позволяют получить прогнозную модель вида

$$Y = a + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + \dots + b_nx_n.$$

Поскольку прогнозная модель отражает в себе вес влияния каждого из учтенных факторов на технологическую эффективность, она же является и математической функцией, которая максимизирует ожидаемый эффект по набору геолого-технологических показателей скважин и реализует в себе свойства критериального подбора.

Актуальным является расчет параметров значимости модели R^2 и F -значения, S -прогноза. В качестве прогнозных рекомендуется пользоваться моделями со значениями R^2 более 0,8 д.ед. и ошиб-

кой прогноза S менее 15 %. Модели с R^2 от 0,5 до 0,7 с увеличением значений S приобретают свойства оценочных и больше подходят для критерияльного анализа и подбора.

Заключение

Проведенный анализ существующих методических подходов подбора скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны скважин Северо-Ореховского месторождения показал, что применение данных методических подходов позволяет решить ряд нефтепромысловых задач:

- определить объем выходящих из дренирования запасов (подбор водоограничивающих МУН, РИР, коррекция режимов работы скважин, остановки);
- определить величину незадействованных запасов нефти, не участвующих в дренировании (ГРП, уплотнение);
- оценить достижимость выработки извлекаемых запасов, оцениваемых по общепринятым характеристикам вытеснения, по добывающим скважинам, т. е. произвести их коррекцию.

Авторы благодарят А.С. Глазырина за внимательную проработку статьи и замечания, способствующие улучшению понимания и аргументации выводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 534 с.
2. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. – М.: Недра, 1990. – 267 с.
3. Ефимов Н.К. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР // Инженерная практика. – 2011. – № 7. – С. 2–17.
4. Хавкин А.Я. Физико-химические технологии повышения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 8. – С. 31–34.
5. Вайншток С.М., Хайрединов Н.Ш., Андреев В.Е. Геолого-технологические особенности разработки месторождений Когалымского региона с применением методов увеличения нефтеотдачи. – Уфа: Изд-во, Изд-во УГНТУ, 1999. – 156 с.
6. Габсия Б.К., Никитина И.Н. Особенности моделирования углеводородной фазы в фильтрационных экспериментах // Нефтяное хозяйство. – 2016. – Ч. 2. – С. 44–46.
7. Гидродинамические методы регулирования разработки нефтяных месторождений / Ю.В. Зейтман, О.А. Гумеров, Р.М. Каримов, Г.А. Шамаев // Актуальные вопросы разработки нефтегазовых месторождений на поздних стадиях. Технологии. Оборудование. Безопасность. Экология: Материалы научно-практической конференции. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – С. 167–172.
8. Зайцев М.В., Михайлов Н.Н., Сарбаев К.А. Влияние изменений остаточной водонасыщенности в окоскважинной зоне пласта на дебит добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 90–95.
9. Мухаметшин В.В. О необходимости и создании единого комплексного метода геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности воздействия на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 80–84.
10. Вахрушев В.В., Мельников В.Н., Москвитин С.А. Обобщение опыта разработки объекта ЮВ1 месторождений ООО «Лукойл – Западная Сибирь» для повышения обоснованности прогноза технологических показателей // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 44–47.
11. Моделирование кислотной обработки призабойной зоны скважины с учетом ее ухудшенных фильтрационно-емкостных характеристик / К.А. Турегелдиева, У.К. Жапбасбаев, Б.К. Асылбеков, А.Б. Золотухин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – Ч. 2. – С. 108–110.
12. Старковский А.В. Комплексное применение физико-химических технологий воздействия для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 5. – С. 92–95.
13. Анализ выполнения проектных показателей за 2013 г. и разработка мероприятий по реализации проектных решений на 2014 г. по ОАО «СН-МНГ». Отчет о НИР. – Мегион: Изд-во ОАО «СН-МНГ» 2014. – Т. 14. – 312 с.
14. Comparative Studies on Enhanced Oil Recovery: Thermoviscosifying Polymer Versus Polyacrylamide / Xian'e Li, Zhi Xu, Hongyao Yin, Yujun Feng, Hongping Quan // Energy fuels. – 2017. – V. 31. – № 3. – P. 2107–3328.
15. Comparative Studies on Enhanced Oil Recovery: Thermoviscosifying Polymer Versus Polyacrylamide / Xian'e Li, Zhi Xu, Hongyao Yin, Yujun Feng, Hongping Quan // Energy fuels. – 2017. – V. 31. – № 3. – P. 2479–2487.
16. Advances in improved/enhanced oil recovery technologies for tight and shale reservoirs / Lei Wang, Ye Tian, Xiangyu Yu, Cong Wang, Bowen Yao, Shihao Wang, Ph.H. Winterfeld, Xu Wang, Zhenzhou Yang, Yonghong Wang, Jingyuan Cui, Yushu Wu // Fuel. – 2017. – V. 210. – P. 425–445.
17. Xiukun Wang, Sheng J.J. Effect of low-velocity non-Darcy flow on well production performance in shale and tight oil reservoirs // Fuel. – 2017. – V. 190. – P. 41–46.
18. Etminan R., Maini B.B., Chen Zh. Determination of mass transfer parameters in solvent-based oil recovery techniques using a non-equilibrium boundary condition at the interface // Fuel. – 2017. – V. 120. – P. 218–232.
19. Xiukun Wang, Sheng J.J. Discussion of liquid threshold pressure gradient // Petroleum. – 2017. – V. 3. – Iss. 2. – P. 232–236.
20. Etminan S.R., Maini B.B., Chen Zh. Modeling the interface resistance in low soluble gaseous solvents-heavy oil systems // Fuel. – 2013. – V. 105. – P. 672–687.
21. Speight J.G. Production of syngas, synfuel, bio-oils, and biogas from coal, biomass, and opportunity fuels // Fuel Flexible Energy Generation. – 2016. – № 5. – P. 145–174.

Поступила 12.11.2018 г.

Информация об авторах

Дягилев В.Ф., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Тюменского индустриального университета.

UDC 622.276.031:011.43

APPROBATION OF METHODS FOR PREDICTING OIL RESERVES PRODUCTION AND ESTIMATE TECHNOLOGICAL EFFICIENCY WHEN SELECTING WELLS-CANDIDATES FOR BOTTOM-HOLE ZONE PROCESSING BY THE EXAMPLE OF THE SEVERO-OREKHOVSKOE FIELD

Valeriy F. Dyagilev¹,
glibazval.dyagilev@yandex.ru

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

The relevance of the research is caused by the need to assess the current state of oil reserves quality in bottom-hole zones and to predict technological efficiency of the existing oil reserves production in selection of wells-candidates for bottom-hole zone processing, which meets the needs of global practices in finding the most effective methods of oil-gas field development. The majority of oil fields in West Siberia are at the late stage of development. In this regard, the development of remaining reserves becomes a priority. To make design decisions for predicted development period the assessment of remaining hydrocarbons in place is required, which determines the timeliness of the study and adaptation of field resources assessment methods.

The aim of the research is to improve the efficiency of field development through the introduction of modern techniques which will effect the possibility of determining the values of changes in oil reserves by the example of the Severo-Orekhovskoe field and analyze the techniques used in the Severo-Orekhovskoe field enabling prediction of the technical efficiency of production and estimation of oil reserves in the selection of wells-candidates for bottom-hole zone processing.

Object of the research is the Severo-Orekhovskoe field as an energy complex, where not only traditional techniques of predicting the technological efficiency of oil reserves production are used, but absolutely new methods of oil reserves assessment in selection of wells-candidates for bottom-hole zone processing are tested.

Methods: prediction making it possible to understand the technological efficiency of production and estimation of oil reserves in selection of wells-candidates for bottom-hole zone processing; method of determining the specific remaining reserves values stipulating the use of comparative analysis of the capacity of wells-donors and wells-acceptors; analysis and assessment of values resulting from the reserves drainage; evaluation of the current oil saturation.

Results. The authors have applied the comparative analysis of existing methods of predicting the technological efficiency of production and estimation of oil reserves used in selection of wells-candidates for bottom-hole zone processing. They proposed the modified method for determining specific remaining reserves, which allows estimating the reserves and production of the entire facility for each producing well, as well as reservoir properties of the entire well stock. It was established that the method of determining specific remaining reserves involves identification of wells-donors and wells-acceptors. It was found out that the approach used in the selection of wells-candidates for bottom-hole zone processing is universal, as it allows identifying wells with insufficient production under the existing capacity. Moreover, this methodological approach involves the assessment of oil production relative dynamics and identification of oil rate drop incomparable with residual potential. It was shown that the methodological approach combining the properties of the expected technological efficiency prediction and the criterion justification is based on calculation of multiple regression analysis parameters. It was established that it is based on the assumption that measure technological efficiency (excluding success, random factor) is closely related to geological and technological parameters that characterize the potential of wells: remaining recoverable reserves, sand count, drainage area, permeability, etc. It was proved that this method does not only meet the selection of bottom-hole zone processing, but the groups of technologies for increasing oil recovery of different specificity (according to a mechanism of involvement of idle oil reserves) as well; the desired function is the technological efficiency of activities (per year or per month), and the arguments are a set of well stock geological-technological parameters on the date of the event. The technique of definition of well stock remaining oil reserves was suggested, which contributes to determining the oil reserves quality for a separate production well and allows estimating the reserves and production of the whole facility, as well as reservoir parameters of the whole well stock.

Conclusions. It was established that the specific features of the existing techniques identified during the analysis allow solving a number of oilfield tasks: to determine the reserves volume coming out of the drainage area (selection of water-restriction methods to increase oil output, cement squeeze, well operation condition correction, well shut-off); to define the extent of idle oil reserves not involved in drainage (hydraulic fracturing, compaction); to analyze the reachability of recoverable reserves production, estimated according to the generally accepted characteristics of displacement in producing wells, that is, to make their correction.

Key words:

Bottom-hole zones, method of determining the remaining reserves of a well stock, method of predicting the technological efficiency of oil-gas reserves production and evaluation, Severo-Orekhovskoe field.

The author is thankful to A.S. Glazyrin for paper elaboration and comments for improving comprehension and reasoning the conclusions.

REFERENCES

1. Maksimov M.I. *Geologicheskie osnovy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Geological bases of development oil fields]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 534 p.
2. Tokarev M.A. *Kompleksny geologo-promyslovyy kontrol za tekushchey nefteotdachei pri vytesnenii nefii vodoy* [Comprehensive geologic monitoring of current oil recovery when oil is displaced by water]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 267 p.
3. Efimov N.K. *Tekhnologii OVP v neftyanykh skvazhinakh i puti povysheniya effektivnosti RIR* [ORP technologies in oil wells and ways to improve the efficiency of RIR]. *Engineering practice*, 2011, no. 7, pp. 2–17.

4. Khavkin A.Ya. Physico-chemical technologies of enhanced oil recovery in low-permeability reservoirs. *Oil Industry*, 1994, no. 8, pp. 31–34. In Rus.
5. Weinstock S.M., Khayredinov N.Sh., Andreev V.E. *Geologotekhnologicheskie osobennosti razrabotki mestorozhdeniy Kogalymskogo regiona s primeneniem metodov uvelicheniya nefteotdachi* [Geological and technological features of development of deposits of Kogalym region with application of methods of enhanced oil recovery]. Ufa, UGNTU Publ., 1999. 156 p.
6. Gabcia B.K., Nikitina I.N. The details of modeling hydrocarbon phase in the filtration experiments. *Oil Industry*, 2016, no. 2, pp. 44–46. In Rus.
7. Seigman Yu.V., Gumerov O.A., Karimov R.M., Shamaev G.A. *Gidrodinamicheskie metody regulirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Hydrodynamic methods of regulating the development of oil fields]. *Aktualnye voprosy razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy na pozdnikh stadiyakh. Tekhnologii. Oborudovanie. Bezopasnost. Ekologiya. Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Topical issues of oil and gas development in the later stages. Technology. Equipment. Security. Ecology. Materials of scientific-practical conference]. Ufa, UGNTU Publ., 2010. pp. 167–172.
8. Zaitsev M.V., Mikhailov N.N., Sarbaev K.A. The effects of changes in residual water saturation in the borehole zone of the formation on flow rate of producing wells. *Oil Industry*, 2017, no. 9, pp. 90–95. In Rus.
9. Mukhametshin V.V. On the need and creation of a single comprehensive method of geological analysis and synthesis of impact on the bottomhole formation zone. *Oil Industry*, 2017, no. 4, pp. 80–84. In Rus.
10. Vakhrushev V.V., Moskvitin V.N., Melnikov S.A. Synthesis of experience in developing an object YuV1 of fields of LLC Lukoil – Western Siberia for increase in validity of the forecast of technological indicators. *Oil Industry*, 2017, no. 4, pp. 80–84. In Rus.
11. Turegeldieva K.A., Zhabbasbaev U.K., Asilbekov B.K., Zolotukhin A.B. Modeling of acid processing of a bottomhole zone of the well taking into account its worsened filtration and capacitor characteristics. *Oil Industry*, 2016, vol. 2, no. 4, pp. 108–110. In Rus.
12. Starkovskiy A.V. Integrated application of physico-chemical technologies for increasing reservoir recovery. *Oil Industry*, 2011, no. 5, pp. 92–95. In Rus.
13. *Analiz vypolneniya proektnykh pokazateley za 2013 g. i razrabotka meropriyatiy po realizatsii proektnykh resheniy na 2014 g. po OAO «SN-MNG». Otchet o NIR* [Analysis of implementation of the project indicators for 2013 and elaboration of measures for implementation of project decisions on 2014, OJSC «CH-TAE»]. Megion, OAO «SN-MNG», 2014. Vol. 14, 312 p.
14. Xian'e Li, Zhi Xu, Hongyao Yin, Yujun Feng, Hongping Quan. Comparative Studies on Enhanced Oil Recovery: Thermoviscosifying Polymer versus Polyacrylamide. *Energy fuels*, 2017, vol. 31, no. 3, pp. 2107–3328.
15. Xian'e Li, Zhi Xu, Hongyao Yin, Yujun Feng, Hongping Quan. Comparative Studies on Enhanced Oil Recovery: Thermoviscosifying Polymer versus Polyacrylamide. *Energy fuels*, 2017, vol. 31, no. 3, pp. 2479–2487.
16. Lei Wang, Ye Tian, Xiangyu Yu, Cong Wang, Bowen Yao, Shihao Wang, Winterfeld Ph.H., Xu Wang, Zhenzhou Yang, Yonghong Wang, Jingyuan Cui, Yu-Shu Wu. Advances in improved/enhanced oil recovery technologies for tight and shale reservoirs. *Fuel*, 2017, vol. 210, pp. 425–445.
17. Xiukun Wang, Sheng J.J. Effect of low-velocity non-Darcy flow on well production performance in shale and tight oil reservoirs. *Fuel*, 2017, vol. 190, pp. 41–46.
18. Etminan S.R., Maini B.B., Chen Zh. Determination of mass transfer parameters in solvent-based oil recovery techniques using a non-equilibrium boundary condition at the interface. *Fuel*, 2017, vol. 120, pp. 218–232.
19. Xiukun Wang, Sheng J.J. Discussion of liquid threshold pressure gradient. *Petroleum*, 2017, vol. 3, Iss. 2, pp. 232–236.
20. Etminan S.R., Maini B.B., Chen Zh. Modeling the interface resistance in low soluble gaseous solvents-heavy oil systems. *Fuel*, 2013, vol. 105, pp. 672–687.
21. Speight J.G. Production of syngas, synfuel, bio-oils, and biogas from coal, biomass, and opportunity fuels. *Fuel Flexible Energy Generation*, 2016, no. 5, pp. 145–174.

Received: 12 November 2018.

Information about the authors

Valeriy F. Dyagilev, Cand. Sc., associate professor, Tyumen Industrial University.

УДК 621.311

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СУШКА ВЛАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ С МАЛОЙ ГЛУБИНОЙ ПРОНИКНОВЕНИЯ СВЧ-ИЗЛУЧЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ТЕПЛОСБРОСА РАДИАЦИЕЙ И КОНВЕКЦИЕЙ. I. СТАДИЯ ПРОГРЕВА

Саломатов Владимир Васильевич^{1,2},
salomatov.vv@mail.ru

Карелин Вадим Александрович^{1,2},
vad2hen@mail.ru

Саломатов Василий Владимирович²,
vvsalomatov@mail.ru

¹ Новосибирский государственный университет,
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1.

² Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 1.

Актуальность исследования продиктована необходимостью разработки математических моделей СВЧ-нагрева и МВ-сушки влажных материалов для получения технологически оптимальных и экономически выгодных режимов. В силу сложности и нелинейности протекающих процессов внутри влажных материалов при СВЧ-обработке чрезвычайно важно построение моделей, которые давали бы возможность построения аналитически приближенных решений с целью нахождения на их основе главных закономерностей и характерных особенностей рассматриваемых процессов.

Цель: постановка первого этапа задачи СВЧ-сушки влажного материала – этапа прогрева. Поиск аналитического решения для температуры слоя в разные моменты времени позволяет определить начало следующего этапа – сушки.

Объектом исследования является плоский слой влажного материала – уголь, песок, древесина и др. капиллярно-пористые массивы, на которые воздействует СВЧ-излучение. Такие материалы обладают высокой диэлектрической проницаемостью и как следствие весьма эффективно поглощают СВЧ-излучение, которое почти на 100 % преобразуется в тепловую энергию.

Методы исследования связаны с математическим моделированием, в основе которого лежат уравнения электродинамики Максвелла и теплового переноса А.В. Лыкова. В данной статье задача Максвелла решена независимо от задачи теплопереноса, поэтому плотность потока поглощенного СВЧ-излучения считается известной. Также одной из особенностей данной задачи является рассмотрение материалов с малой глубиной поглощения, в силу чего в системе уравнений для нагрева источниковый член находится в граничном условии.

В результате исследования с помощью асимптотических процедур решена задача теплового переноса при заданной мощности источника тепла. Получены приближенно-аналитические решения для первой из трех характерных стадий СВЧ-сушки в условиях малой глубины проникновения микроволн: стадии прогрева влажного материала. Выполнен анализ построенных решений.

Ключевые слова:

СВЧ-энергия, сушка, капиллярно-пористый массив, теплоизлучение, конвекция, уравнения теплового переноса А.В. Лыкова.

Введение

Сушка влажных материалов является важным технологическим процессом в ряде отраслей промышленности, таких как: производство древесины, строительная индустрия, химия и др., а также в сельском хозяйстве. Масштабы использования сушки особенно значительны в угольной энергетике, так как на тепловые электрические станции и котельные, как правило, поступает влажное топливо, которое для сжигания необходимо подсушивать (по российским требованиям до конечной влажности в 10 %) [1–4]. Дальнейшее повышение эффективности угольных ТЭС и выполнение ужесточенных экологических норм заставляет разрабатывать новые технологии термообработки энергетических углей. Большой потенциал имеют способы обработки угля с участием СВЧ-энергии [5–9]. Важнейшим преимуществом СВЧ-потока является способность электромагнитного излучения проникать в подсушиваемый материал на значительную глуби-

ну, создавая в нем объемное распределение внутренних источников тепла. СВЧ-поле является регулируемым и практически безынерционным процессом, что дает возможность мгновенно дозировать подачу тепла. Так, одной из главных особенностей СВЧ-энергии является её избирательный характер, поэтому отдельные составляющие многокомпонентного материала нагреваются по-разному, в зависимости от их диэлектрических свойств. Эта особенность широко используется при СВЧ-сушке, когда вода испаряется из материала, при этом сам материал сохраняет свои качества. В условиях СВЧ-сушки обнаружено, что при испарении влаги из угля одновременно происходит удаление азота и снижение серы этих углей [10]. Особо важно отметить, что энергозатраты на испарение при традиционных видах сушки составляют до 3,0 кВт·ч/кг, а при СВЧ-сушке они снижаются до 1,6–1,8 кВт·ч/кг. Время традиционной сушки находится в пределах 8–20 часов, а в условиях СВЧ-

сушки при прочих равных условиях оно уменьшается до 4 часов [11]. Кроме улучшения экологических и экономических факторов применение СВЧ-энергии в процессе сушки угольного топлива повышает взрывобезопасность, снижает металлоёмкость сушильных агрегатов. Таким образом, использование микроволнового излучения для сушки угля отвечает задачам инновационного развития твердотопливной энергетики [12–15].

Дальнейшее изучение проблемы СВЧ-сушки требует разработки математических подходов с целью получения расчетных данных, с помощью которых обеспечивается экологичность, экономичность, энергоэффективность, безопасность и другие качественные стороны технологии СВЧ-сушки. Широкому тиражированию СВЧ-технологий в угольной энергетике, к которым в мире на сегодня проявляется повышенный интерес, мешает главным образом слабая разработанность научных основ взаимосвязанных, достаточно сложных электрофизических и теплофизических процессов. Использовать в полной мере преимущества микроволнового воздействия на качественную термодготовку угля и его сушку можно лишь при наличии: во-первых, современных математических моделей и средств их реализации; во-вторых, банка экспериментальных данных воздействия СВЧ на влажный уголь. Как указывают результаты анализов патентов и опубликованных статей, использование подверженных СВЧ-излучению низкосортных углей обеспечивает улучшение работы угольных ТЭС в следующих направлениях: повышение общей эффективности, снижение эксплуатационных затрат, расширение возможностей одновременного использования разных марок углей, оздоровление окружающей среды [16–18].

Математическая модель электромагнитной сушки влажного плоского слоя

Примем следующие допущения:

- образец сушки – неограниченная пластина толщиной l (м);
- из-за малой глубины проникновения СВЧ-излучения подводимая к поверхности $x=l$ (рис. 1) плотность теплового потока q_w выражается следующим образом

$$q_w = AW.$$

- теплофизические и электрофизические характеристики материала – постоянные величины;
- теплоотвод поглощенной СВЧ-энергии осуществляется конвекцией и радиацией одновременно.

С учетом принятых допущений математическая модель представляется в виде следующей системы дифференциальных уравнений:

$$c\rho_0 \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + r\varepsilon\rho_0 \frac{\partial u}{\partial t}, \quad 1.1$$

$$\frac{\partial u}{\partial t} = a_m \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + a_m^T \frac{\partial^2 T}{\partial x^2}, \quad 1.2$$

$$\frac{\partial T(0,t)}{\partial x} = 0, \quad \frac{\partial u(0,t)}{\partial x} = 0, \quad 1.3$$

$$T(x,0) = T_0, \quad u(x,0) = u_0, \quad 1.4$$

$$\lambda \frac{\partial T(l,t)}{\partial x} = q_w - \alpha[T(l,t) - T_c] - \varepsilon_a \sigma_0 [T^4(l,t) - T_c^4] + r(1 - \varepsilon)j(l,t), \quad 1.5$$

$$j(l,t) = \rho_0 \left[a_m \frac{\partial u(l,t)}{\partial x} + a_m^T \frac{\partial T(l,t)}{\partial x} \right]. \quad 1.6$$

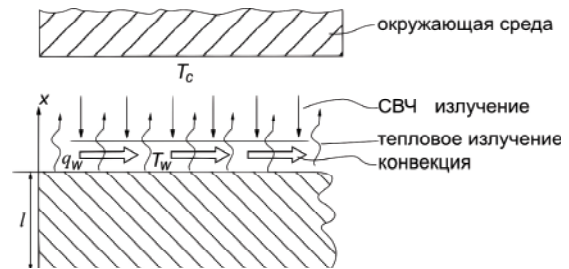


Рис. 1. Схема электромагнитной сушки влажного плоского массива в условиях малой глубины проникновения СВЧ-излучения

Fig. 1. Scheme of electromagnetic drying of a wet flat mass under conditions of low penetration depth of microwave radiation

Используя масштабы задачи, входящие в условия однозначности, переведем систему 1.1–1.6 к безразмерному виду 1.7–1.14. В результате получим

$$\frac{\partial \Theta(X, Fo)}{\partial Fo} = (1 + \varepsilon Ko Pn Lu) \frac{\partial^2 \Theta(X, Fo)}{\partial X^2} + \varepsilon Ko Lu \frac{\partial U(X, Fo)}{\partial X}, \quad 1.7$$

$$\frac{\partial U(X, Fo)}{\partial Fo} = Lu \frac{\partial^2 U(X, Fo)}{\partial X^2} - Lu Pn \frac{\partial^2 \Theta(X, Fo)}{\partial X^2}, \quad 1.8$$

$$\frac{\partial \Theta(1, Fo)}{\partial Fo} = Ki_q - (1 - \varepsilon) Lu Ko Ki_m(Fo) = 0, \quad 1.9$$

$$\frac{\partial U(1, Fo)}{\partial X} = Pn \frac{\partial \Theta(1, Fo)}{\partial X} + Ki_m(Fo) = 0, \quad 1.10$$

$$\frac{\partial \Theta(0, Fo)}{\partial X} = 0, \quad 1.11$$

$$\frac{\partial U(0, Fo)}{\partial X} = 0, \quad 1.12$$

$$\Theta(X, 0) = \Theta_0, \quad 1.13$$

$$U(X, 0) = U_0. \quad 1.14$$

Задачу прогрева влажного массива (в условиях малой глубины проникновения СВЧ-излучения) можно представить в виде 1.15–1.18

$$\frac{\partial T(x, t)}{\partial t} = a \frac{\partial^2 T(x, t)}{\partial x^2}, \quad 1.15$$

$$T(x, 0) = T_0, \quad 1.16$$

$$-\lambda \frac{\partial T(l, t)}{\partial x} = q_w - [\alpha(T_w - T_c) + \varepsilon_{\text{ч}} \sigma_0 (T_w^4 - T_c^4)], \quad 1.17$$

$$\frac{\partial T(0, t)}{\partial x} = 0. \quad 1.18$$

Перейдем к безразмерным переменным

$$X = \frac{x}{l}, \quad Fo = \frac{at}{l^2}, \quad Ki = \frac{AWl}{\lambda T_c},$$

$$\Theta = \frac{T}{T_c}, \quad Sk = \frac{\varepsilon_{\text{ч}} \sigma_0 T_c^3 l}{\lambda}, \quad Bi = \frac{\alpha l}{\lambda}.$$

В результате имеем

$$\frac{\partial \Theta}{\partial Fo} = \frac{\partial^2 \Theta}{\partial X^2}, \quad 1.19$$

$$\Theta(X, 0) = \Theta_0, \quad 1.20$$

$$\frac{\partial \Theta(1, Fo)}{\partial X} = Ki_w - [Bi(\Theta_w - 1) + Sk(\Theta_w^4 - 1)] \equiv Q(Fo), \quad 1.21$$

$$\frac{\partial \Theta(0, Fo)}{\partial X} = 0. \quad 1.22$$

Переходим в 1.19–1.22 к преобразованной системе по Лапласу

$$s\Theta_L(X, s) - \Theta_0 = \Theta_L''(X, s), \quad 1.23$$

$$\Theta_L'(1, s) = Q_L(s), \quad 1.24$$

$$\Theta_L'(0, s) = 0. \quad 1.25$$

Общее решение 1.23–1.25 для изображения представляется в виде:

$$\Theta_L(X, s) - \frac{\Theta_0}{s} \approx Q_L(s)F(X, s), \quad 1.26$$

где $F(X, s)$ – передаточная функция.

Далее в силу нелинейности сформулированной задачи перейдем к построению ее асимптотических решений. Используется следующее свойство преобразования Лапласа: малым числам Фурье соответствуют большие значения параметра преобразования s , и наоборот, большим числам Фурье – малые значения этого параметра.

Асимптотика при малых Fo (большие s)

Разложим передаточную функцию из 1.26 в ряд по большому параметру:

$$F(X, s) \approx \varphi_1(X, s) \frac{e^{-\sqrt{s}}}{\sqrt{s}} + \varphi_2(X, s) \frac{e^{-s}}{s} + \dots \quad 1.27$$

Подставляя 1.27 в 1.26 и удовлетворяя системе уравнения 1.23–1.25, получим следующую цепочку уравнений 1.28, 1.29 для нахождения коэффициентов разложения $\varphi_1(X, s)$, $\varphi_2(X, s)$, $\varphi_3(X, s)$

$$\varphi_1''(X, s) - s\varphi_1(X, s) = 0;$$

$$\varphi_1'(1, s) = \frac{\sqrt{s}}{e^{-\sqrt{s}}};$$

$$\varphi_1'(0, s) = 0, \quad 1.28$$

$$\varphi_2''(X, s) - s\varphi_2(X, s) = 0;$$

$$\varphi_2'(1, s) = 0;$$

$$\varphi_2'(0, s) = 0. \quad 1.29$$

В итоге разложение 1.27 при больших s приобретает вид

$$\Theta_L(X, s) - \frac{\Theta_0}{s} \approx \frac{Q_L(s)}{\sqrt{s}} [e^{-\sqrt{s}(X+1)} + e^{-\sqrt{s}(1-X)}] + \dots \quad 1.30$$

Возвращаясь в пространство оригиналов, получим решение при малых Fo .

Оригинал выражения $\frac{[e^{-\sqrt{s}(X+1)} + e^{-\sqrt{s}(1-X)}]}{\sqrt{s}}$ можно записать в виде 1.31:

$$\frac{e^{-\frac{(1-X)^2}{4Fo}}}{\sqrt{\pi Fo}} + e^{-\frac{(X+1)^2}{4Fo}}. \quad 1.31$$

Так как Q в 1.30 содержит нелинейность из-за наличия закона Стефана–Больцмана для получения расчётного соотношения, разложим $Q(\eta)$ вблизи $\eta \approx Fo$ в ряд Тейлора:

$$Q(\eta) \approx Q(Fo) + (\eta - Fo)Q'(Fo) + \dots$$

Ограничиваясь при малых Fo первым членом разложения, находим свертку 1.32:

$$\begin{aligned} & \int_0^{Fo} Q(\eta) \frac{e^{-\frac{(X-1)^2}{4(Fo-\eta)}} + e^{-\frac{(X+1)^2}{4(Fo-\eta)}}}{\sqrt{\pi(Fo-\eta)}} d\eta = \\ & = Q(Fo) \int_0^{Fo} \frac{e^{-\frac{(X-1)^2}{4(Fo-\eta)}} + e^{-\frac{(X+1)^2}{4(Fo-\eta)}}}{\sqrt{\pi(Fo-\eta)}} d(Fo-\eta) = \\ & = Q(Fo) \int_0^{Fo} \frac{e^{-\frac{(X-1)^2}{4y}} + e^{-\frac{(X+1)^2}{4y}}}{\sqrt{\pi y}} dy = \\ & = \frac{(1-X^2)e^{-\frac{X^2+1}{2Fo}}}{\sqrt{\pi Fo}} \left[e^{\frac{1+X^2}{2Fo}} \sqrt{\pi Fo} \left[\frac{\text{Erf}\left[\frac{1-X}{2\sqrt{Fo}}\right]-1}{1+X} + \frac{\text{Erf}\left[\frac{1+X}{2\sqrt{Fo}}\right]-1}{1-X} \right] + \right. \\ & \quad \left. + \frac{2Fo}{1-X^2} \left[e^{-\frac{(X-1)^2}{4Fo}} + e^{-\frac{(X+1)^2}{4Fo}} \right] \right] \quad 1.32 \end{aligned}$$

и в итоге решение выглядит следующим образом:

$$\Theta(X, Fo) \approx \Theta_0 + [Ki - Bi(\Theta_w - 1) - Sk(\Theta_w^4 - 1)](1 - X^2);$$

$$\frac{e^{-\frac{X^2+1}{2Fo}}}{\sqrt{\pi Fo}} \left[e^{\frac{1+X^2}{2Fo}} \sqrt{\pi Fo} \left[\frac{\text{Erfc} \left[\frac{1-X}{2\sqrt{Fo}} \right] - 1}{1+X} + \frac{\text{Erfc} \left[\frac{1+X}{2\sqrt{Fo}} \right] - 1}{1-X} \right] + \frac{2Fo}{1-X^2} \left[e^{\frac{(X-1)^2}{4Fo}} + e^{\frac{(X+1)^2}{4Fo}} \right] \right]. \quad 1.33$$

При $X=1$: имеем уравнение для температуры поверхности

$$\Theta(1, Fo) \approx \Theta_0 + [Ki - Bi(\Theta_w - 1) - Sk(\Theta_w^4 - 1)] \times \\ \times 2\sqrt{\frac{Fo}{\pi}} \left(e^{-\frac{1}{Fo}} - \sqrt{\frac{\pi}{Fo}} \text{Erfc} \left[\frac{1}{\sqrt{Fo}} \right] + 1 \right).$$

Для записи итоговой граничной температуры введём несколько обозначений:

$$A(Fo) = \sqrt{\frac{\pi}{Fo}} e^{\frac{1}{Fo}} \text{Erfc} \left[\frac{1}{\sqrt{Fo}} \right] - 1 - e^{\frac{1}{Fo}}; \\ B(Fo, Bi, Sk) = 27 \left(\frac{Bi}{Sk \cdot A} \right)^2 \times \\ \times \left(1 + 2e^{\frac{1}{Fo}} + e^{\frac{2}{Fo}} - \left(\sqrt{\frac{\pi}{Fo}} \text{Erfc} \left[\frac{1}{\sqrt{Fo}} \right] \right) \times \right. \\ \left. \times \left(2e^{\frac{1}{Fo}} + 2e^{\frac{2}{Fo}} \right) + \frac{e^{\frac{2}{Fo}}}{Fo} \pi \text{Erfc}^2 \left[\frac{1}{\sqrt{Fo}} \right] \right) + \\ + 27 \frac{Bi}{Sk^2 \cdot A^2 \sqrt{Fo}} \left(e^{\frac{1}{Fo}} \sqrt{\pi} + e^{\frac{2}{Fo}} \sqrt{\pi} - \right. \\ \left. - e^{\frac{2}{Fo}} \sqrt{\frac{\pi}{Fo}} \text{Erfc} \left[\frac{1}{\sqrt{Fo}} \right] \right) + \frac{27e^{\frac{2}{Fo}} \pi}{4FoSk^2 A^2}; \\ C(Fo, Bi, Sk, Ki) = \frac{864}{Fo^{\frac{3}{2}} Sk^3 A^3} \times \\ \times \left(-2\sqrt{Fo} \left[1 + e^{\frac{1}{Fo}} - e^{\frac{1}{Fo}} \sqrt{\frac{\pi}{Fo}} \text{Erfc} \left[\frac{1}{\sqrt{Fo}} \right] \right] \times \right. \\ \left. \times [Bi + Ki + Sk] - e^{\frac{1}{Fo}} \sqrt{\pi} \theta_0 \right)^{\frac{1}{3}}; \\ D(Fo, Bi, Sk, Ki) = \frac{2^{\frac{1}{3}}}{A(B + \sqrt{C + B^2})^{\frac{1}{3}}}.$$

Введем также дополнительную функцию:

$$Z(Fo, Sk, Bi, Ki) = \\ = -4DA + \frac{4D}{Sk} \left(-(Bi + Ki)A + \frac{\sqrt{\pi} \theta_0 e^{\frac{1}{Fo}}}{2\sqrt{Fo}} \right) + \frac{1}{3DA},$$

через которую можно довольно просто записать окончательное выражение:

$$\Theta_w = -\frac{1}{2}\sqrt{Z} + \\ + \frac{1}{2} \sqrt{2 \left(1 + \frac{2Bi\sqrt{Fo}}{\sqrt{\pi}} + \frac{2Bi \cdot e^{-\frac{1}{Fo}} \sqrt{Fo}}{\sqrt{\pi}} - \right. \\ \left. - 2Bi \cdot \text{Erfc} \left[\frac{1}{\sqrt{Fo}} \right] \right) - Z} - Z. \\ \left(\frac{2Sk\sqrt{Fo}}{\sqrt{\pi}} + \frac{2Sk \cdot e^{-\frac{1}{Fo}} \sqrt{Fo}}{\sqrt{\pi}} - \right. \\ \left. - 2Sk \cdot \text{Erfc} \left[\frac{1}{\sqrt{Fo}} \right] \right) \sqrt{Z} \quad 1.34$$

В итоге, зная граничную температуру 1.34, становится возможным определить температуру по глубине слоя с течением времени:

$$\Theta(X, Fo) \approx \Theta_0 + [Ki - Bi(\Theta_w - 1) - Sk(\Theta_w^4 - 1)](1 - X^2).$$

$$\frac{e^{-\frac{X^2+1}{2Fo}}}{\sqrt{\pi Fo}} \left[e^{\frac{1+X^2}{2Fo}} \sqrt{\pi Fo} \left[\frac{\text{Erfc} \left[\frac{1-X}{2\sqrt{Fo}} \right] - 1}{1+X} + \frac{\text{Erfc} \left[\frac{1+X}{2\sqrt{Fo}} \right] - 1}{1-X} \right] + \right. \\ \left. + \frac{2Fo}{1-X^2} \left[e^{\frac{(X-1)^2}{4Fo}} + e^{\frac{(X+1)^2}{4Fo}} \right] \right].$$

Для проверки найденного решения рассмотрим случай с нулевым сбросом тепла: $Bi=Sk=0$. В этом примере поверхностная температура будет иметь вид:

$$\Theta_w \approx \Theta_0 + 2Ki\sqrt{\frac{Fo}{\pi}} \left(e^{-\frac{1}{Fo}} - \sqrt{\frac{\pi}{Fo}} \text{Erfc} \left[\frac{1}{\sqrt{Fo}} \right] + 1 \right).$$

А для тестового примера $Ki=9$ и начальной температуры, равной 1, можем определить вид зависимости безразмерной поверхностной температуры от числа Fo , представленный на рис. 2.

Распределение температуры по глубине при $Fo=0,1$ имеет вид как на рис. 3.

Приведем также аналогичные графики для случая с теплоотводом ($Bi=5$, $Ki=9$, $Sk=0,5$) (рис. 4, 5).

Далее сравним полученное решение с решением одной из известных задач А.В. Лыкова [19]. Данные решения сравнивались при равных соответствующих параметрах. Сравнение приведено ниже (рис. 6, 7).

Процентная разность безразмерных температур при различных числах Fo .

Видно, что при $Fo < 0,5$ разность температур для расчетной задачи А.В. Лыкова и полученного решения 1.33 составляет не более 1,7 %.

Также приведем график двух температур (рис. 7).

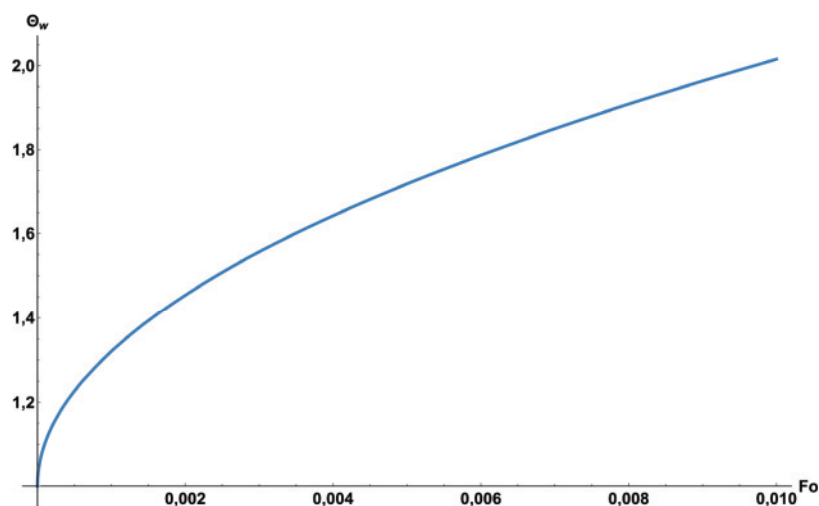


Рис. 2. Зависимость граничной температуры от числа Фурье в отсутствии теплоотвода

Fig. 2. Dependence of the boundary temperature on the Fourier number without heat removal

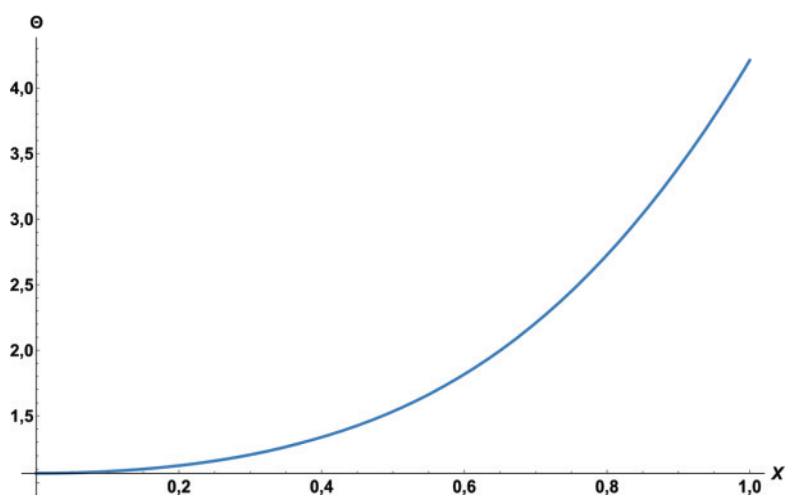


Рис. 3. Зависимость температуры от координаты слоя ($x=1$ – граница, на которую падает СВЧ-волна) в момент времени $Fo=0,1$ в отсутствии теплоотвода

Fig. 3. Dependence of temperature on the layer coordinate ($x=1$ – the boundary on which the microwave falls) at the instant of time $Fo=0,1$ without heat removal

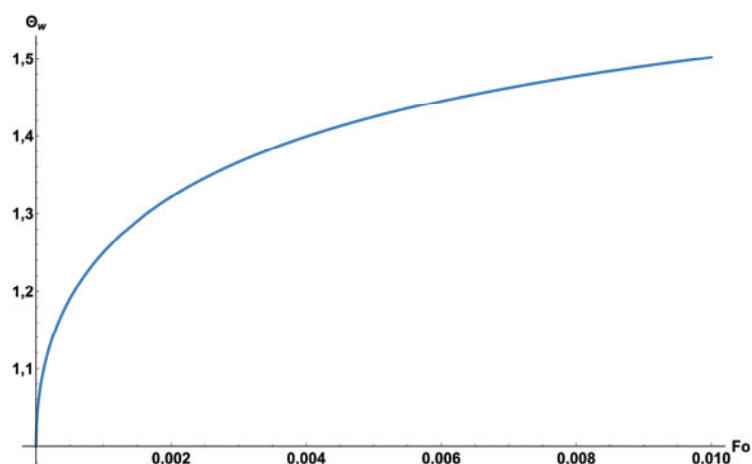


Рис. 4. Зависимость граничной температуры от числа Фурье с теплоотводом

Fig. 4. Dependence of the boundary temperature on the Fourier number with heat removal

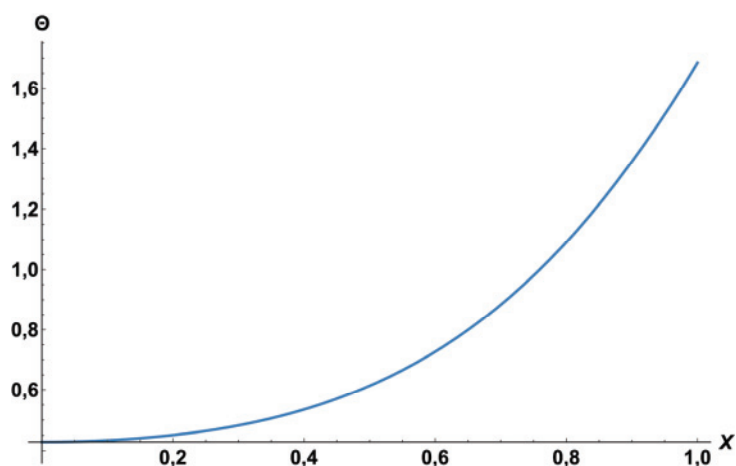


Рис. 5. Зависимость температуры от координаты слоя ($X=1$ – граница, на которую падает СВЧ-волна) в момент времени $Fo=0,1$ с теплоотводом

Fig. 5. Dependence of temperature on the layer coordinate ($X=1$ – boundary, on which the microwave wave falls) at time $Fo=0,1$ with heat removal

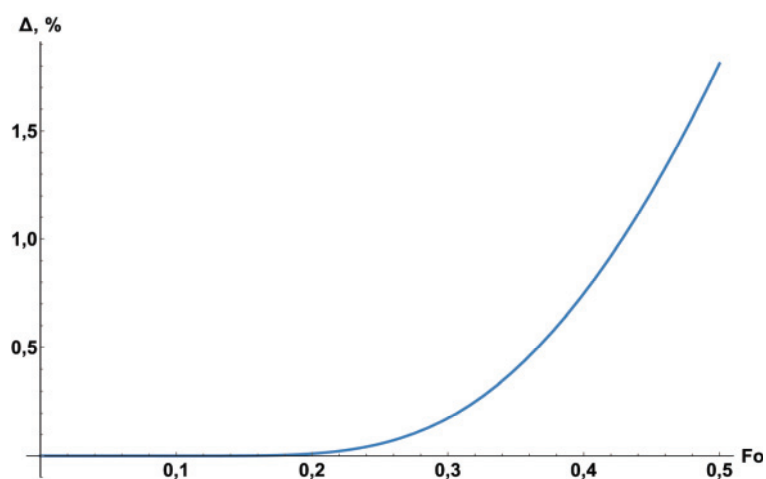


Рис. 6. Процентное расхождение точного решения задачи Лыкова [19] и асимптотического решения, полученного для малых чисел Fo

Fig. 6. Percentage divergence of the exact solution of the Lykov [19] problem and the asymptotic solution obtained for small numbers Fo

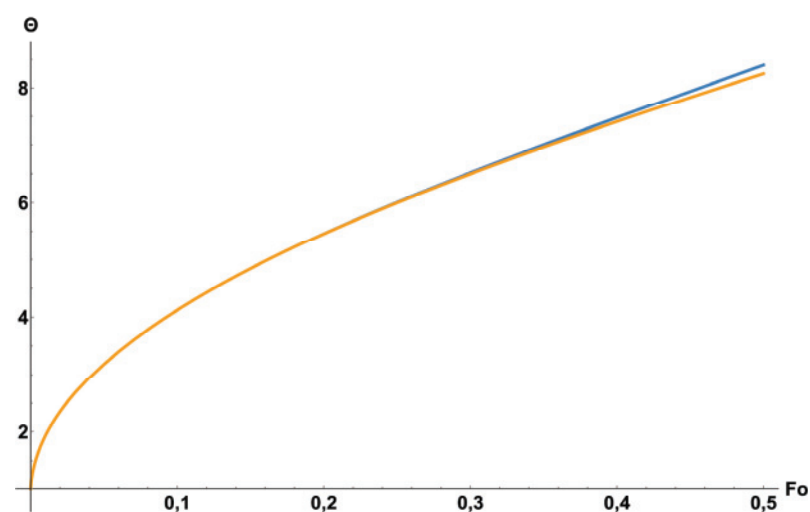


Рис. 7. График зависимости температур при разных числах Фурье: синяя линия – решение Лыкова [19], оранжевая – формула 1.33

Fig. 7. Graph of temperature dependence for different Fourier numbers: blue line – Lykov [19] solution, orange – formula 1.33

Асимптотика при больших числах Fo (малые s)

С этой целью разложим передаточную функцию в ряд при малых значениях оператора преобразования Лапласа s.

$$F(X, s) \approx \varphi_0(X, s) + s\varphi_1(X, s) + s^2\varphi_2(X, s) + \dots \quad 1.35$$

Подставляя 1.26 с учетом 1.35 в основное уравнение и приравнявая сомножители при одинаковых степенях s, получим зацепляющуюся систему уравнений второго порядка

$$\left. \begin{aligned} \varphi_0''(X, s) &= 0 \\ \varphi_1''(X, s) &= \varphi_0(X, s) \\ \varphi_2''(X, s) &= \varphi_1(X, s) \end{aligned} \right\} \quad 1.36$$

Для решения системы уравнений 1.36 требуется каждому из них два граничных условия. Первое условие вытекает из 1.25

$$\varphi_0'(0, s) = 0; \quad \varphi_1'(0, s) = 0; \quad \varphi_2'(0, s) = 0. \quad 1.37$$

Вторая константа находится из интегральных соотношений

$$\begin{aligned} \int_0^1 s\varphi_0(X, s) dx &= 1, \quad \int_0^1 \varphi_1(X, s) dX = \int_0^1 \varphi_0(X, s) dX, \\ \int_0^1 \varphi_2(X, s) dX &= \int_0^1 \varphi_1(X, s) dX = 0. \end{aligned} \quad 1.38$$

Решая систему 1.36 с учетом граничных условий 1.37, 1.38, подставляя найденные сомножители $\varphi_0, \varphi_1, \varphi_2 \dots$ 1.35 в 1.26, выразим асимптотику решения при оставлении двух членов разложения 1.39:

$$F(X, s) \approx \varphi_0(X, s) + s\varphi_1(X, s). \quad 1.39$$

В итоге после перехода от изображений к оригиналам получим выражение для температурного распределения 1.40:

$$\begin{aligned} \Theta(X, Fo) &\approx \\ &\approx \Theta_0 + \int_0^{Fo} \left\{ \begin{aligned} &Ki_w - Bi[\Theta_w(\eta) - 1] - \\ &- Sk[\Theta_w^4(\eta) - 1] \end{aligned} \right\} d\eta + \\ &+ [Ki - Bi(\Theta_w - 1) - Sk(\Theta_w^4 - 1)] \frac{1 - 3X^2}{6} + \dots \end{aligned} \quad 1.40$$

Неизвестная температура поверхности Θ_w найдется из интегрального уравнения Вольтерра II рода при $X=1$

$$\begin{aligned} \Theta_w &\approx \Theta_0 + \int_0^{Fo} \left\{ \begin{aligned} &Ki_w(\eta) - Bi[\Theta_w(\eta) - 1] - \\ &= Sk[\Theta_w^4(\eta) - 1] \end{aligned} \right\} - \\ &- \frac{1}{3} [Ki(Fo) - Bi(\Theta_w - 1) - Sk(\Theta_w^4 - 1)] + \dots \end{aligned} \quad 1.41$$

Решением 1.41 является интеграл

$$\begin{aligned} 3(Fo - Fo_*) &= \\ &= \int_{\Theta_w^*}^{\Theta_w} \frac{|3 - Bi - 4Sk\Theta_w^3| \epsilon \pm}{(Ki_w - Bi(\Theta_w - 1) - Sk(\Theta_w^4 - 1)) \epsilon \pm} d\Theta_w. \end{aligned} \quad 1.42$$

Здесь в первом приближении Fo^* и Θ_w^* – безразмерное время окончания асимптотического решения при малых Fo и температура поверхности в этот момент соответственно.

Раскрывая интеграл в 1.42, можно в явном виде записать окончательное решение 1.43 для Θ_w при больших числах Fo

$$3(Fo - Fo_*) = \Phi(\Theta_w) - \Phi(\Theta_w^*), \quad 1.43$$

где $\Phi(x)$ имеет вид

$$\Phi(x) = \sum_{i=1}^n \frac{\left(\begin{aligned} &-3\text{Log}[x - x_i] + Bi \cdot \text{Log}[x - x_i] + \\ &+ 4Sk\text{Log}[x - x_i]x_i^3 \end{aligned} \right)}{Bi + 4Sk \cdot x_i^3}, \quad 1.44$$

x_i – корни уравнения

$$Ki_w + Bi + Sk - Bi \cdot x_i - Sk \cdot x_i^4 = 0.$$

Для записи корней выражения 1.44 x_i в общем виде введём следующие обозначения:

$$\begin{aligned} G &= \frac{4\left(\frac{2}{3}\right)^{\frac{1}{3}} (Ki_w + Bi + Sk)}{\left(\begin{aligned} &9Bi^2Sk - \\ &- \sqrt{3}\sqrt{27Bi^4Sk^2 + 256(Ki_w + Bi + Sk)^3Sk^3} \end{aligned} \right)^{\frac{1}{3}}}; \\ H &= \frac{\left(\begin{aligned} &9Bi^2Sk - \\ &- \sqrt{3}\sqrt{27Bi^4Sk^2 + 256(Ki_w + Bi + Sk)^3Sk^3} \end{aligned} \right)^{\frac{1}{3}}}{2^{\frac{1}{3}} \cdot 3^{\frac{2}{3}} Sk}; \\ I &= \frac{2Bi}{Sk\sqrt{-G + H}}. \end{aligned}$$

В итоге

$$\begin{aligned} x_1 &= \frac{1}{2}\sqrt{-G + H} + \frac{1}{2}\sqrt{G - H - I}; \\ x_2 &= \frac{1}{2}\sqrt{-G + H} - \frac{1}{2}\sqrt{G - H - I}; \\ x_3 &= -\frac{1}{2}\sqrt{-G + H} - \frac{1}{2}\sqrt{G - H + I}; \\ x_4 &= -\frac{1}{2}\sqrt{-G + H} + \frac{1}{2}\sqrt{G - H + I}. \end{aligned}$$

По известной температуре поверхности может быть рассчитано и все температурное поле влажной пластины при больших Fo

$$\begin{aligned} \Theta(X, Fo) &= \Theta_w(Fo) - \\ &= [Ki_w - Bi(\Theta_w - 1) - Sk(\Theta_w^4 - 1)] \frac{1 - 3X^2}{6} + \dots \end{aligned} \quad 1.45$$

Ниже приведено сравнение полученного асимптотического решения с расчетной задачей А.В. Лыкова [19] (рис. 8).

Начиная с $Fo=0,3$ погрешность решения составляет не более 1,4 %.

Отметим, что исследование теплопереноса проведено более детально, что и было реализовано при

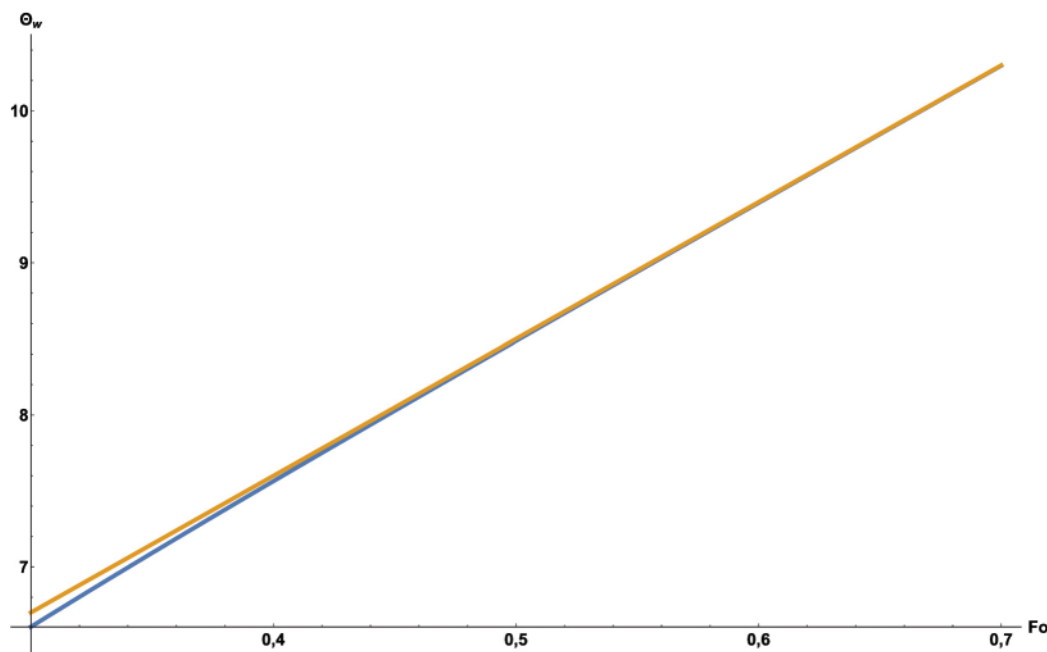


Рис. 8. Сравнение решений. Оранжевая линия – решение, полученное асимптотическим методом, синяя – решение Лыкова

Fig. 8. Comparison of solutions. Orange line is the solution obtained by the asymptotic method, blue is the Lykov solution

построении асимптотик. Для влагопереноса использовались опытно-корреляционные зависимости, полученные А.В. Лыковым [20]:

Скорость сушки в I периоде – периоде прогрева – может быть найдена из следующей зависимости 1.46 А.В. Лыкова [20]:

$$\frac{dw}{dt}_I = \frac{dw}{dt}_{II} \cdot \frac{T(l,t) - T_0}{T_M - T_0}. \quad 1.46$$

Стыковка между первой и второй стадиями строится на следующем принципе. Так как температура поверхности влажной пластины в конце первого периода может быть рассчитана по соотношению 1.45, это даёт возможность определить момент перехода стадии прогрева I в стадию II.

$$T(l,t) = T_y, \quad 1.47$$

$T(l,t)$ – установившаяся температура 1.47 поверхности влажного материала.

Заключение

Рассмотрен теоретический подход к решению начальной стадии прогрева влажного материала в нелинейной постановке. Метод основан на применении асимптотических процедур. Для малых значений безразмерного времени, что соответствует в пространстве изображений по Лапласу большим значениям параметра преобразования, асимптоти-

ческое разложение строится в виде убывающего ряда по экспонентам, коэффициенты которого находятся из условия строгого удовлетворения основному уравнению второго порядка, две константы интегрирования которого определены: первая константа из условия симметрии, вторая – из интегрального условия. В результате получено приближенно-аналитическое решение существенно нелинейной задачи с радиационно-конвективным теплосбросом поглощенной СВЧ-энергии. Для больших значений безразмерного времени, что соответствует малым значениям параметра преобразования Лапласа, решение представляется в виде разложения по малому параметру, коэффициенты разложения которого находятся аналогично первому случаю. В статье получено приближенно-аналитическое решение, учитывающего нелинейный характер теплового взаимодействия поверхности влажного массива с окружающей средой, с погрешностью расчетов не более 1,4 % при оставлении только двух членов асимптотического разложения. Параметры влагопереноса определены в статье менее подробно, с использованием опытно-корреляционных зависимостей А.В. Лыкова.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИТ СО РАН, при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, грант № 17-08-00752.

Список условных обозначений величин

- W – плотность потока СВЧ-излучения, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$;
- A – коэффициент поглощения СВЧ-излучения;
- q_w – плотность теплового потока;
- T – температура, К;
- u – влагосодержание;
- t – время, с;
- x – декартова координата, м;
- l – полутолщина плоского слоя, м;
- $c, \rho_0, \lambda, r, \varepsilon, a_m, a_M^T$ – теплофизические характеристики материала :
теплоемкость, плотность, теплопроводность, удельная теплота парообразования,
коэффициенты испарения, диффузии влаги и термодиффузии влаги соответственно;
- α – коэффициент конвективного теплообмена, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\text{К}}$;
- $\varepsilon_{\text{ч}}$ – степень черноты поверхности;
- σ_0 – константа теплового излучения абсолютно черной поверхности, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\text{К}^4}$;
- T_c – температура окружающего пространства, К;
- j – плотность потока массы, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^2\text{с}}$;
- $X = \frac{x}{l}$ – безразмерная координата;
- $Fo = \frac{at}{l^2}$ – число Фурье;
- $Lu = \frac{a_m}{a}$ – число Лыкова;
- $Ko = \frac{ru_0}{cT_c}$ – число Коссовича;
- $Pn = \frac{\delta\Delta T}{\Delta u}$ – число Поснова;
- $Pb = \frac{cb}{r}$ – число Ребиндера;
- $\Theta(X, Fo) = \frac{T(x, t) - T_c}{T_c}$ – безразмерная температура;
- $Ki_m = \frac{jwl}{a_m\rho_0 u_0}$ – массообменный критерий Кирпичева;
- $Ki_q = \frac{q_w l}{\lambda T_c}$ – теплообменный критерий Кирпичева.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коновалов Н.П. Технология деструкции бурых углей методом нагрева энергией сверхвысоких частот. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2000. – 92 с.
2. Three-dimensional simulation of microwave heating coal sample with varying parameters / Yi-du Hong, Bai-quan Lin, He Li, Huaming Dai, Chuan-jie Zhu, HaoYao // Applied Thermal Engineering. – 25 January 2016. – V. 93. – P. 1145–1154.
3. Sensitivity analysis on the microwave heating of coal: A coupled electromagnetic and heat transfer model / Baiquan Lin, He Li, Zhongwei Chen, Chunshan Zheng, Yidu Hong, ZhengWang // Applied Thermal Engineering. – 5 November 2017. – V. 126. – P. 949–962.
4. Meda V., Orsat V., Raghavan V. Microwave heating and the dielectric properties of foods // Woodhead Publishing Series in Food Science, Technology and Nutrition. – Cambridge: Woodhead Publ., 2017. – P. 23–43.
5. Microwave drying performance of single-particle coal slime and energy consumption analyses / Zhanlong Song, Chuanming Jing, Liansheng Yao, Xiqiang Zhao, Wenlong Wang, Yanpeng Mao, Chunyuan Ma // Fuel Processing Technology. – March 2016. – V. 143. – P. 69–78.
6. Faisal Mushtaq, Ramli Mat, Farid Nasir Ani. Fuel production from microwave assisted pyrolysis of coal with carbon surfaces // Energy Conversion and Management. – 15 February 2016. – V. 110. – P. 142–153.
7. Drying behavior of lignite under microwave heating / Zhanlong Song, Liansheng Yao, Chuanming Jing, Xiqiang Zhao, Wenlong Wang & Chunyuan Ma // Drying Technology. – 31 Jan 2017. – V. 35. – Iss. 4. – P. 433–443.
8. Radha Raman Mishra, Apurbba Kumar Sharma Microwave-material interaction phenomena: Heating mechanisms, challenges and opportunities in material processing // Composites Part A: Applied Science and Manufacturing. – February 2016. – V. 81. – P. 78–97.
9. Temperature rise characteristics of Zhun Dong coal during microwave pyrolysis / Huan-Peng Liu, Tai-Ping Chen, Yang Li, Zhen-Yu Song, Shao-Wei Wang, Shao-Hua Wu // Fuel Processing Technology. – July 2016. – V. 148. – P. 317–323.
10. Хайдурова А.А., Федчишин В.В., Коновалов Н.П. Микроволновая сушка бурых углей и повышение их технологических характеристик // Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики. – Казань: Изд-во КГЭУ, 2010. – С. 31–35.
11. Methods and systems for processing solid fuel. US20090272028A1 United States.
12. Effect of microwave irradiation on the preparation of iron oxide/arenaceous clay sorbent for hot coal gas desulfurization / Yu Feng, Tianqi Hu, Mengmeng Wu, Ju Shangguan, Huilin Fan, Jie Mi // Fuel Processing Technology. – July 2016. – V. 148. – P. 35–42.
13. Experimental study on the petrophysical variation of different rank coals with microwave treatment / He Li, Baiquan Lin, Wei Yang, Chunshan Zheng, Yidu Hong, Yabin Gao, Tong Liu, Shiliang Wu // International Journal of Coal Geology. – 15 January 2016. – V. 154–155. – P. 82–91.
14. Activated carbon obtained from sapelli wood sawdust by microwave heating for o-cresol adsorption / P.S. Thue, G.S. dos Reis, E.C. Lima, J.M. Sieliechi, G.L. Dotto, A.G.N. Wamba, S.L.P. Dias, F.A. Pavan // Research on Chemical Intermediates. – February 2017. – V. 43. – Iss. 2. – P. 1063–1087.
15. Effect of microwave irradiation on petrophysical characterization of coals / Hong Yi-du, Lin Bai-quan, Zhu Chuan-jie, Li He // Applied Thermal Engineering. – 5 June 2016. – V. 102. – P. 1109–1125.
16. Jing Sun, Wenlong Wang, Qinyan Yue. Review on Microwave-Matter Interaction Fundamentals and Efficient Microwave-Associated Heating Strategies // Materials. – 2016. – P. 231. DOI: 10.3390/ma9040231
17. Rajasekhar Reddy B., Vinu R. Microwave assisted pyrolysis of Indian and Indonesian coals and product characterization // Fuel Processing Technology. – 15 December 2016. – V. 154. – P. 96–103.
18. Microwave absorption characteristics of anthracite during pyrolysis / Zhiwei Peng, Xiaolong Lin, Xuejiao Wu, Jiann-Yang Hwang, Byoung-Gon Kim, Yuanbo Zhang, Guanghui Li, Tao Jiang // Fuel Processing Technology. – September 2016. – V. 150. – P. 58–63.
19. Лыков А.В. Теория теплопроводности. – М.: Изд-во «Высшая школа» 1967. – 600 с.
20. Лыков А.В. Теория сушки. – М.: Изд-во «Энергия», 1968. – 471 с.

Поступила 21.01.2019 г.

Информация об авторах

Саломатов В.В., доктор технических наук, профессор кафедры физики неравновесных процессов Новосибирского государственного университета; главный научный сотрудник Института теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН.

Карелин В.А., аспирант кафедры физики неравновесных процессов Новосибирского государственного университета; инженер-исследователь Института теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН.

Саломатов В.В., кандидат физико-математических наук, ведущий программист института теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН.

UDC 621.311

ELECTROMAGNETIC DRYING OF WET MATERIALS WITH MICROWAVE LOW PENETRATION DEPTH IN CONDITIONS OF HEAT REMOVAL BY RADIATION AND CONVECTION. I. WARM UP PHASE

Vladimir V. Salomatov^{1,2},
salomatov.vv@mail.ru

Vadim A. Karelin^{1,2},
vad2hen@mail.ru

Vasiliy V. Salomatov²,
vvsalomatov@mail.ru

¹ Novosibirsk State University,
1, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia

² S.S. Kutateladze Institute of Thermophysics SB RAS,
1, Akademician Lavrentiev avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance of the research is determined by the need to develop mathematical models of microwave heating and MW-drying of wet materials to obtain technologically optimal and cost-effective modes. Due to the complexity and non-linearity of the processes taking place inside wet materials during microwave processing, it is extremely important to build models that would allow one to construct analytically approximate solutions in order to find the main laws and characteristic features of the processes under consideration.

The aim of the research is to state the first stage of the microwave drying of wet material – the warm-up phase. The search for analytical solution for the temperature of the layer at different points in time allows us to determine the beginning of the next stage – drying.

The object of the research is a flat layer of wet material – coal, sand, wood and other capillary-porous arrays, which are affected by microwave radiation. Such materials have a high dielectric constant and, as a result, they very efficiently absorb microwave radiation, which is almost 100 % converted to thermal energy.

The methods are associated with mathematical modeling, which are based on Maxwell electrodynamics equations and heat and moisture transfer of A.V. Lykov. In this article, the Maxwell problem is solved independently on the problem of heat and mass transfer; therefore, the flux density of the absorbed microwave radiation is assumed to be known. Also, one of the features of this problem is the consideration of materials with a small depth of absorption, whereby the source term in the system of equations for heating is in the boundary condition.

As a result of the research the problem of heat transfer at a given power source of heat was solved using asymptotic procedures. The authors have obtained approximate analytical solutions for the first of the three characteristic stages of microwave drying under conditions of low penetration depth of microwaves: the warm-up stage of a moist material. The constructed solutions were analyzed.

Key words:

Microwave energy, drying, capillary-porous massif, heat radiation, convection, A.V. Lykov heat and moisture transfer equations.

The research was carried out within the government assignment for IT SB RAS with support of the Russian Foundation for Basic Research, grant no. 17-08-00752

REFERENCES

1. Konovalov N.P. *Tekhnologiya destruktivnoy burykh ugley metodom nagreva energiy sverkhvysokikh chastot* [Technology of brown coal destruction by the method of heating by energy of ultrahigh frequencies]. Irkutsk, IrSTU Publ. house, 2000. 92 p.
2. Yi-du Hong, Bai-quan Lin, He Li, Hua-ming Dai, Chuan-jie Zhu, Hao Yao. Three-dimensional simulation of microwave heating coal sample with varying parameters. *Applied Thermal Engineering*, 25 January 2016, vol. 93, pp. 1145–1154.
3. Baiquan Lin, He Li, Zhongwei Chen, Chunshan Zheng, Yidu Hong, Zheng Wang. Sensitivity analysis on the microwave heating of coal: A coupled electromagnetic and heat transfer model. *Applied Thermal Engineering*, 5 November 2017, vol. 126, pp. 949–962.
4. Meda V., Orsat V., Raghavan V. Microwave heating and the dielectric properties of foods. *Woodhead Publishing Series in Food Science, Technology and Nutrition*. Cambridge, Woodhead Publ., 2017. pp. 23–43.
5. Zhanlong Song, Chuanming Jing, Liansheng Yao, Xiqiang Zhao, Wenlong Wang, Yanpeng Mao, Chunyuan Ma. Microwave drying performance of single-particle coal slime and energy consumption analyses. *Fuel Processing Technology*, March 2016, vol. 143, pp. 69–78.
6. Faisal Mushtaq, Ramli Mat, Farid Nasir Ani. Fuel production from microwave assisted pyrolysis of coal with carbon surfaces. *Energy Conversion and Management*, 15 February 2016, vol. 110, pp. 142–153.
7. Zhanlong Song, Liansheng Yao, Chuanming Jing, Xiqiang Zhao, Wenlong Wang & Chunyuan Ma. Drying behavior of lignite under microwave heating. *Drying Technology*, 31 Jan 2017, vol. 35, Iss. 4, pp. 433–443.
8. Radha Raman Mishra, Apurbba Kumar Sharma. Microwave-material interaction phenomena: Heating mechanisms, challenges and opportunities in material processing. *Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*, February 2016, vol. 81, pp. 78–97.
9. Huan-Peng Liu, Tai-Ping Chen, Yang Li, Zhen-Yu Song, Shao-Wei Wang, Shao-Hua Wu. Temperature rise characteristics of Zhun Dong coal during microwave pyrolysis. *Fuel Processing Technology*, July 2016, vol. 148, pp. 317–323.

10. Khaidurova A.A., Fedchishin V.V., Kononov N.P. Microwave drying of brown coals and increasing their technological characteristics. *Izvestiya Universities. Problems of energy*. Kazan, KGEU Publ. house, 2010. pp. 31–35. In Rus.
11. Drozd J.M., Druga M.C., Lawson S.L., Lang F.Ch., Bullis H.L. *Methods and systems for processing solid fuel*. US20090272028A1 United States.
12. Yu Feng, Tianqi Hu, Mengmeng Wu, Ju Shangguan, Huilin Fan, Jie Mi. Effect of microwave irradiation on the preparation of iron oxide/arenaceous clay sorbent for hot coal gas desulfurization. *Fuel Processing Technology*, July 2016, vol. 148, pp. 35–42.
13. He Li, Baiquan Lin, Wei Yang, Chunshan Zheng, Yidu Hong, Yabin Gao, Tong Liu, Shiliang Wu. Experimental study on the petrophysical variation of different rank coals with microwave treatment. *International Journal of Coal Geology*, 15 January 2016, vol. 154–155, pp. 82–91.
14. Thue P.S., Dos Reis G.S., Lima E.C., Sieliechi J.M., Dotto G.L., Wamba A.G.N., Dias S.L.P., Pavan F.A. Activated carbon obtained from sapelli wood sawdust by microwave heating for o-cresol adsorption. *Research on Chemical Intermediates*, February 2017, vol. 43, Iss. 2, pp. 1063–1087.
15. Hong Yi-du, Lin Bai-quan, Zhu Chuan-jie, Li He. Effect of microwave irradiation on petrophysical characterization of coals. *Applied Thermal Engineering*, 5 June 2016, vol. 102, pp. 1109–1125.
16. Jing Sun, Wenlong Wang, Qinyan Yue. Review on Microwave-Matter Interaction Fundamentals and Efficient Microwave-Associated Heating Strategies. *Materials*, 2016. pp. 231. DOI: 10.3390/ma9040231
17. Rajasekhar Reddy B., Vinu R. Microwave assisted pyrolysis of Indian and Indonesian coals and product characterization. *Fuel Processing Technology*, 15 December 2016, vol. 154, pp. 96–103.
18. Zhiwei Peng, Xiaolong Lin, Xuejiao Wu, Jiann-Yang Hwang, Byoung-Gon Kim, Yuanbo Zhang, Guanghui Li, Tao Jiang. Microwave absorption characteristics of anthracite during pyrolysis. *Fuel Processing Technology*, September 2016, vol. 150, pp. 58–63.
19. Lykov A.V. *Teoriya teploprovodnosti* [Theory of heat conductivity]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1967. 600 p.
20. Lykov A.V. *Teoriya sushki* [The theory of drying]. Moscow, Energiya Publ., 1968. 471 p.

Received: 21 January 2019.

Information about the authors

Vladimir V. Salomatov, Dr. Sc., professor, Novosibirsk State University; leading researcher, S.S. Kutateladze Institute of Thermophysics SB RAS.

Vadim A. Karelin, postgraduate, Novosibirsk State University; engineer, S.S. Kutateladze Institute of Thermophysics SB RAS.

Vasiliy V. Salomatov, Cand. Sc., leading programmer S.S. Kutateladze Institute of Thermophysics SB RAS.

УДК 622.276.054.22

КОМБИНИРОВАННАЯ РОТОРНО-УСТЬЕВАЯ УРАВНОВЕШИВАЮЩАЯ СИСТЕМА СТАНКА-КАЧАЛКИ

Уразаков Камил Рахматуллович¹,
Urazakk@mail.ru

Журавлев Денис Вячеславович²,
ZhuravlevDV@gmail.com

Алиметов Шамиль Агаметович³,
shamil_alimetov@mail.ru

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

² ООО «СамараНИПИнефть»,
Россия, 443010, г. Самара, ул. Вилоновская, 18.

³ ТПП «Когалымнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,
Россия, 628486, г. Когалым, ул. Дружбы Народов, 6.

Актуальность. Одним из важнейших факторов, определяющих эффективность работы установки скважинного штангового насоса, является степень уравновешенности привода. При существующих технологиях уравновешивания узлы станков-качалок подвержены значительному усталостному износу, обусловленному высокими нагрузками на привод. Это приводит к преждевременным отказам и росту потребляемой электроэнергии. Вышесказанное обуславливает актуальность разработки и совершенствования методов уравновешивания станков-качалок.

Объект: штанговая насосная установка с комбинированной роторно-устьевой уравновешивающей системой, включающей устьевой контргруз, приложенный через гибкую тягу непосредственно к устьевому штоку, который позволяет компенсировать часть постоянной нагрузки в точке подвеса штанг, обусловленной весом колонны штанг в жидкости.

Цель: разработка методики расчета комбинированной роторно-устьевой системы уравновешивания, включающей определение веса устьевого контргруза и расчет роторных противовесов, расположенных на кривошипе; оптимизация энергоемкости устьевой уравновешивающей системы, базирующаяся на выполнении при расчетах критериев минимизации нагрузок на привод и затрачиваемой на подъем скважинной продукции энергии.

Методы: применение принципов аналитической механики для составления уравнений динамики рассматриваемой системы, методов численного моделирования при исследовании формирования динамических нагрузок в подземной и наземной части штанговой насосной установки.

Результаты. Разработана методика расчета комбинированной роторно-устьевой системы уравновешивания станка-качалки, позволяющая минимизировать нагрузку на привод станка-качалки, а также способствующая снижению энергозатрат на добычу нефти за счет обеспечения равномерной загрузки приводного двигателя за цикл качания. Путем расчета динамических нагрузок в узлах станка-качалки показана эффективность комбинированной роторно-устьевой системы уравновешивания.

Ключевые слова:

Станок-качалка, штанговая насосная установка, уравновешивание, комбинированная роторно-устьевая уравновешивающая система, устьевой контргруз, динамическая нагрузка, тангенциальное усилие.

Введение

Значительная часть добывающих скважин оборудована балансирными станками-качалками (СК). Уравновешивание балансирных СК производится в основном механическим способом. Различают три вида механического уравновешивания: балансирное, при котором противовес устанавливается на заднем плече балансира; кривошипное, при котором противовес монтируется непосредственно на кривошипе, и балансирно-кривошипное (комбинированное) [1, 2].

При существующих технологиях уравновешивания узлы СК подвержены значительному усталостному износу, обусловленному высокими нагрузками на привод СК, что приводит к преждевременным отказам и увеличению энергопотребления

штанговых установок. Большие нагрузки, связанные с силами граничного трения штанг в наклонных и искривленных участках стволов скважин, а также гидродинамического трения при подъеме высоковязкой продукции еще больше усугубляют существующую ситуацию и снижают эффективность насосной эксплуатации скважин [3–6].

Вышесказанное обуславливает актуальность разработки новых и совершенствования существующих методов уравновешивания СК. С целью снижения нагрузки на СК и уменьшения затрат электроэнергии в процессе эксплуатации установок скважинных штанговых насосов (УСПН) разработаны системы с устьевым уравновешиванием. Для уравновешивания СК в таких системах предусмотрен устьевой контргруз, приложенный че-

рез гибкую тягу непосредственно к устьевому штоку, который позволяет компенсировать часть постоянной нагрузки в точке подвеса штанг (ТПШ), обусловленной весом колонны штанг в жидкости.

Методика расчета устьевого контргруза для подобной системы представлена в [7, 8]. Существующая методика применима только для квазистатического режима работы УСШН, поскольку лишь приближенно учитывает динамические составляющие нагрузок в системе. В работе предложена методика расчета комбинированной роторно-устьевой системы уравновешивания СК с детальным учетом инерционных и вибрационных нагрузок, включающая:

- определение веса устьевого контргруза, позволяющего минимизировать нагрузку на привод СК при сохранении его устойчивой работы;
- расчет радиуса расположения на кривошипе роторных противовесов с учетом полученного веса устьевого контргруза исходя из критерия минимизации затрачиваемой на подъем скважинной продукции энергии, достигаемой равномерной загруженностью приводного двигателя СК за цикл качания.

Расчет контргруза комбинированной роторно-устьевой уравновешивающей системы СК

Конструктивные особенности устьевого уравновешивающей системы не позволяют использовать существующую теорию уравновешивания, применяемую для СК с балансирами, кривошипным или комбинированным уравновешиванием. Это связано с возможной потерей устойчивости балансира относительно опоры при действии значительных усилий натяжения гибкой тяги, направленной вертикально вверх и созданной весом G устьевого контргруза. Кинематическая схема эксплуатации СК с устьевым уравновешиванием представлена на рис. 1.

Для определения области возможного изменения веса контргруза воспользуемся принципами аналитической механики с учетом следующих допущений [9, 10]:

- движение головки балансира принимается исходящим по гармоническому закону;
- ускорение любой точки гибкой тяги принимается равным ускорению головки балансира;
- пренебрегается влиянием сил трения, возникающих в элементах привода, а также веса головки балансира на динамику рассматриваемой системы.

Применением принципа Даламбера и принципа виртуальных перемещений составим общее уравнение механики при ходе балансира вверх или вниз. После сообщения возможного перемещения элементам привода скважины общее уравнение механики будет иметь вид:

$$G\delta S - \Phi\delta S - T_1\delta S + T_2\delta S - P_{\Sigma}\delta S = 0, \quad (1)$$

где δS – возможное перемещение элементов привода скважины, допускаемое наложенными на меха-

ническую систему связями; G – вес устьевого контргруза; T_1, T_2 – усилия натяжения гибкой тяги, создаваемые контргрузом и штанговой колонной соответственно; Φ – сила инерции контргруза;

$$P_{\Sigma} = P_{шт} + P_{пл} + P_{гр} + P_{\mu} + P_{дин} \quad (2)$$

– результирующая нагрузка, действующая в точке подвеса штанговой колонны, обусловленная весом штанговой колонны и нагрузками, действующими на плунжер штангового насоса, силами сопротивления движению штанг и плунжера насоса, а также динамическими нагрузками, возникающими в колонне штанг; $P_{шт}$ – вес колонны штанг в жидкости; $P_{пл}$ – нагрузка, действующая на плунжер насоса; $P_{гр}$ – сила граничного трения штанг и плунжера о стенки НКТ; P_{μ} – сила вязкого трения штанг; $P_{дин}$ – динамическая нагрузка, действующая в штанговой колонне (рис. 1).

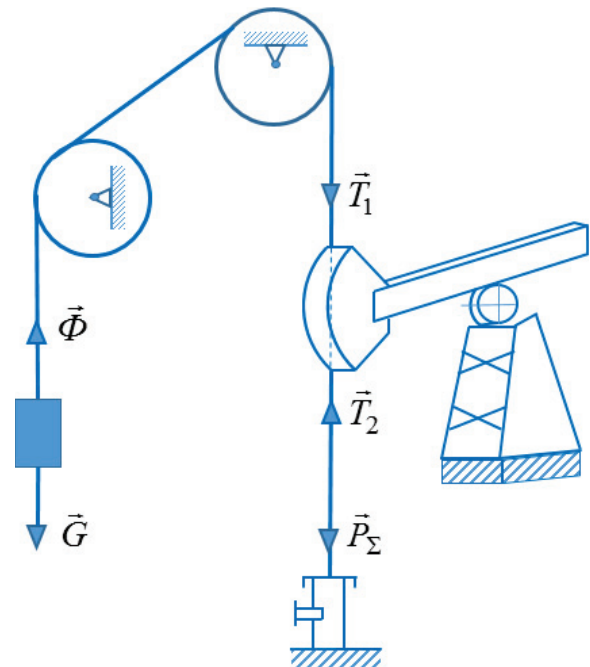


Рис. 1. Кинематическая схема станка-качалки с устьевым контргрузом

Fig. 1. Kinematic diagram of pumping unit with a wellhead counterweight

Полагается, что головка балансира движется по гармоническому закону [11]

$$S = \frac{S_0}{2} (1 - \cos 2\pi nt), \quad (3)$$

где S_0, n – длина хода и число качаний головки балансира соответственно. Выражение для расчета величины суммарного усилия P , действующего на головку балансира со стороны штанговой колонны и устьевого контргруза, с учетом (1)–(3) примет вид:

$$P(t) = T_2(t) - T_1(t) = P_{шт} + F_{пл}(p_{вык} - p_{п}) + P_{гр} + P_{\mu} + P_{ин} + P_{вibr} - G(1 - \frac{2S_0\pi^2 n^2}{g} \cos 2\pi nt), \quad (4)$$

где $F_{пл}$ – площадь поперечного сечения плунжера; $p_{вык}$ – давление на выкиде насоса; $p_{п}$ – давление в подплунжерной полости насоса; $P_{ин}$ – инерционная нагрузка; $P_{вибр}$ – вибрационная нагрузка [12].

Параметрическое неравенство, определяющее устойчивое состояние балансира относительно опоры и отсутствие провисания гибкой тяги

$$T_2(t) - T_1(t) > 0 \quad \forall t \in \left[0; \frac{60}{n}\right]. \quad (5)$$

Совместным решением системы (4), (5) определяется оптимальный вес контргруза:

$$G = \min \times$$

$$\times \left(\frac{P_{шт} + F_{пл}(p_{вык} - p_{п}) + P_{гр} + P_{\mu} + P_{ин} + P_{вибр}}{(1 - \frac{2S_0\pi^2 n^2}{g} \cos 2\pi nt)} \right). \quad (6)$$

Для расчета веса устьевого контргруза согласно (6) и определения нагрузок, развиваемых в подземной части насосной установки, необходимо рассмотреть динамику системы полированный шток – колонна штанг – плунжер скважинного штангового насоса. Поскольку колонна штанг представляет собой упруго-деформируемое тело, в процессе движения головки балансира и точки подвеса штанг различные сечения штанговой колонны совершают сложное возвратно-поступательное движение, при этом перемещения различных точек штанговой колонны в общем случае не равны друг другу. Таким образом, штанговую колонну нельзя рассматривать как идеальную «жесткую» связь между точкой подвеса штанговой колонны и плунжером штангового насоса, поэтому принцип Д'Аламбера–Лагранжа для рассматриваемой системы неприменим. В связи с вышесказанным для расчета динамических нагрузок в подземной части насосного оборудования применяется подход, основанный на использовании волнового уравнения продольных упругих колебаний.

Расчет динамических нагрузок в штанговой колонне

В процессе эксплуатации штанговой насосной установки в колонне штанг возникают продольные колебания, которые обуславливают возникновение инерционных и вибрационных нагрузок и дополнительное растяжение штанг в скважинах, работающих в динамическом режиме. Силы граничного трения в скважинах с направленным профилем ствола и гидродинамического трения при откачке высоковязкой продукции оказывают значительное влияние на величину динамических нагрузок. Вышеприведенные факторы усложняют расчет распределения нагрузок в колонне штанг.

Разработанный метод моделирования динамических нагрузок, действующих на штанговую колонну и плунжер насоса, основывается на уравнении продольной упругой волны с учетом нагрузок, обусловленных граничным трением штанг о стенки НКТ, вязким трением о жидкость, а также пе-

ременным давлением под плунжером штангового насоса.

Возвратно-поступательное движение штанговой колонны описывается волновым уравнением продольных упругих колебаний стержня [13, 14]:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + F, \quad (7)$$

где $u(x, t)$ – перемещение фиксированной точки колонны штанг, м; t – время; c – скорость распространения упругих деформаций, м/с; x – лагранжева координата по длине колонны штанг; $F(x, t)$ – удельная внешняя сила на единицу массы штанг.

Удельная внешняя сила складывается из силы тяжести насосных штанг в жидкости, силы вязкого трения штанг о жидкость и силы граничного трения штанг о стенки НКТ и определяется по формуле:

$$F(x, t) = \frac{(\rho_s - \rho_l)}{\rho_s} g \cos \alpha - \frac{P\mu_{fg}\rho_l}{2\rho_s S_r} (v + w_l) |v + w_l| - \frac{fN}{\rho_s S_r} \text{sign}(v), \quad (8)$$

где ρ_s – плотность материала штанг; ρ_l – плотность смеси в НКТ; g – ускорение свободного падения; α – угол наклона скважины к вертикали; S_r – пло-

щадь поперечного сечения штанг; $v = \frac{\partial u}{\partial t}$ – ско-

рость штанг в данной точке колонны; $\text{sign}(v)$ – дискретная функция, показывающая направления действия силы граничного трения; w_l – скорость жидкости в НКТ; P – периметр штанг; f – коэффициент граничного трения штанг о НКТ; N – удельная прижимающая сила; μ_{fg} – переменный коэффициент сопротивления жидкости движению штанг, который определяется с учетом условия [15]:

$$P \frac{\mu_{fg} \rho}{2} (v + w_l) \Big|_{v=w_{\max}}^2 = 16.9 \mu \left(\frac{d_r}{d_l} \right)^{5.49} v \Big|_{v=w_{\max}}, \quad (9)$$

где μ – вязкость жидкости в НКТ; d_r , d_l – внешний диаметр штанг и внутренний диаметр труб соответственно; v_{\max} – скорость штанг в середине хода.

К нижнему концу штанговой колонны приложена переменная во времени сила $G(t)$, действующая на плунжер штангового насоса, которая складывается из силы давления жидкости на плунжер и граничного трения в плунжерной паре [16, 17]:

$$ES_r \frac{\partial u}{\partial x}(L, t) = p_{вык} F_{пл} - p_{п} F_{пл} - \text{sign}(v) \left(25000 d_{пл} + 0.288 f_{пл} \frac{\Delta IE}{R \sqrt{R \delta}} \right), \quad (10)$$

где $d_{пл}$ – диаметр плунжера; $f_{пл}$ – коэффициент граничного трения в плунжерной паре; R – радиус искривления оси цилиндра насоса; δ – зазор между плунжером и цилиндром насоса; ΔIE – разность жесткостей цилиндра и плунжера насоса.

Полученная система уравнений (7)–(10) решается методом Дормана–Принса 8-го порядка для рас-

чета распределения деформаций и нагрузок в штанговой колонне от времени. Результирующая динамическая нагрузка, действующая в точке подвеса штанговой колонны, определяется выражением:

$$P_{\Sigma} = ES_r \frac{\partial u}{\partial x}(0, t). \quad (11)$$

Расчет кривошипных грузов для станка-качалки с комбинированной роторно-устьевой системой уравновешивания

Радиус расположения на кривошипе роторных противовесов определяется исходя из критерия максимизации равномерности загрузки приводного двигателя, а именно равенства работы, совершаемой двигателем, на результирующее перемещение колонны штанг, устьевого контргруза, кривошипных противовесов и подъем скважинной продукции, при ходе головки балансира вверх и вниз. На рис. 2 представлена расчетная схема для определения радиуса расположения кривошипных грузов [18].

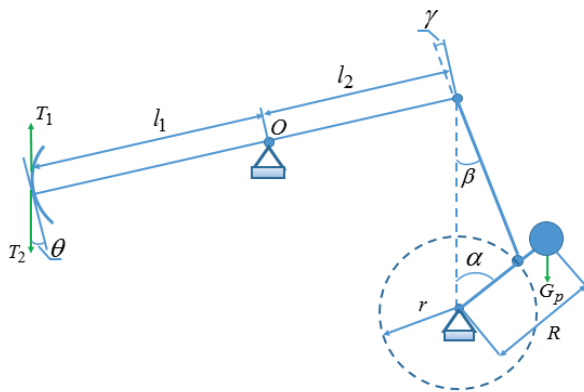


Рис. 2. Схема СК с роторно-устьевым уравновешиванием

Fig. 2. Scheme of pumpjack with rotary-wellhead counterbalancing

Работа, совершаемая приводным двигателем СК при ходе головки балансира вверх:

$$A_1 = \int_0^{S_0} (T_2(t) - T_1(t)) ds - 2G_p R - A_0, \quad (12)$$

где G_p – вес роторных противовесов; A_0 – работа сил тяжести неуравновешенных частей СК; R – радиус расположения кривошипных грузов; ds – дифференциальное перемещение головки балансира, при этом начало отсчета соответствует ее крайнему нижнему положению [19, 20].

Соответственно работа, совершаемая приводным двигателем СК при ходе головки балансира вниз:

$$A_2 = \int_{S_0}^0 (T_2(t) - T_1(t)) ds + 2G_p R + A_0. \quad (13)$$

Учитывая, что из решения динамики штанговой насосной установки мы получаем распределение нагрузок во времени, а также связь между перемещением точек штанговой колонны и скорости

$$ds = v dt = S_0 \pi n \sin 2\pi n t dt \quad (14)$$

подстановкой (14) в (12) получим

$$A_1 = S_0 \pi n \int_0^{T/2} (T_2(t) - T_1(t)) \sin 2\pi n t dt - 2G_p R - A_0, \quad (15)$$

где T – период колебаний (время, за которое совершается один полный ход головки балансира).

Аналогичным образом подстановкой (14) в (13) рассчитывается работа, совершаемая приводным двигателем СК при ходе головки балансира вниз

$$A_2 = 2G_p R + A_0 + S_0 \pi n \int_{T/2}^T (T_2(t) - T_1(t)) \sin 2\pi n t dt. \quad (16)$$

Приравняв выражения (15) и (16), а также учитывая различие длины плеч балансира, решаем это равенство относительно радиуса, изменением которого регулируется энергоемкость противовесов:

$$R = \frac{r l_1 \pi n}{l_2} \left[\int_0^{T/2} (T_2(t) - T_1(t)) \sin 2\pi n t dt - \int_{T/2}^T (T_2(t) - T_1(t)) \sin 2\pi n t dt \right] - A_0, \quad (17)$$

где r – радиус кривошипа; l_1, l_2 – длина переднего и заднего плеча балансира соответственно.

Исследование динамических нагрузок на головку балансира и усилий в кривошипно-штанговом механизме

Установка устьевого противовеса позволяет уменьшить нагрузку на головку балансира за счет компенсации части нагрузки на головку балансира, соответствующей минимальной нагрузке, обусловленной весом колонны штанг в жидкости с учетом сил сопротивления движению штанг и гидравлических потерь. Нагрузки, связанные с силами граничного трения штанг в наклонных и искривленных участках стволов скважин, гидродинамического трения при подъеме высоковязкой продукции, а также динамические нагрузки, обусловленные инерцией устьевого контргруза и штанговой колонны, оказывают значительное влияние на величину минимальной нагрузки в ТПШ, а значит и на вес устьевого противовеса и его эффективность. На рис. 3 показано, как изменяется общая нагрузка на головку балансира, рассчитываемая согласно (11), при оборудовании скважины устьевым контргрузом, в зависимости от скорости откачки.

Из графиков на рис. 3 видно, что оборудование скважины дополнительной устьевой уравновешивающей системой позволяет существенно снизить нагрузку на головку балансира. При этом с увеличением скорости откачки положительный эффект от устьевого контргруза снижается, поскольку при большой скорости откачки увеличиваются динамические составляющие нагрузок, что приводит к

уменьшению минимальной нагрузки в точке подвеса штанговой колонны и соответственно снижению максимального допустимого веса контргруза.

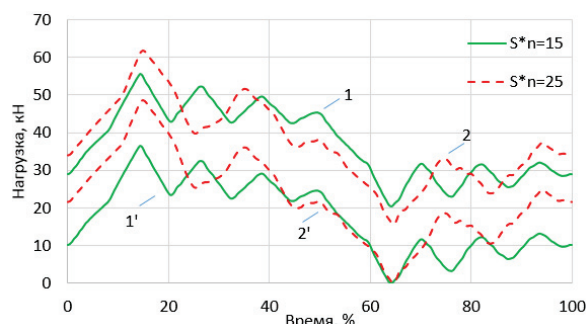


Рис. 3. Изменение результирующей нагрузки на головку балансира во времени (в процентах от периода одного качания) при различной скорости откачки (1' и 1 – нагрузки на головку балансира с комбинированной роторно-устьевой системой уравновешивания и без нее соответственно при $S_0 \times n = 15$, 2' и 2 – при $S_0 \times n = 25$)

Fig. 3. Changing the resulting load on the balancer head in time (as a percentage of the period of one swing) at different pumping speeds (1' and 1 are the loads on the balance head with combined rotary-wellhead balancing system and without it, respectively, at $S_0 \times n = 15$, 2' and 2 – at $S_0 \times n = 25$)

Опыт эксплуатации штанговых насосных установок с балансирным приводом показывает, что практически половина отказов узлов станков-качалок обусловлена отказами в кривошипно-шатунном механизме – одном из наиболее нагруженных элементов СК. Оценка эффективности роторно-устьевой уравновешивающей системы с точки зрения снижения усилий в шатуне производится на примере параметров широкого распространенного при механизированной добыче станка-качалки 7СК8–3.5–4000, технические характеристики которого приведены в таблице.

Таблица. Технические параметры станка-качалки 7СК8–3.5–4000

Table. Technical parameters of the pumpjack 7СК8–3.5–4000

Наименования параметров Parameter names	Значения параметров Parameter values
Система уравновешивания/Balancing system	Роторная/Rotary
Максимальная нагрузка в ТППШ, кН Maximum load in suspension point, kN	80
Длина переднего плеча балансира, мм Balance front shoulder length, mm	3500
Длина заднего плеча балансира, мм Balance rear shoulder length, mm	2500
Длина шатуна, мм/Rod length, mm	2500
Радиус плеча кривошипа, мм Crank arm radius, mm	1000
Радиус наиболее удаленной точки кривошипа, мм Radius of the most distant point of the crank, mm	1600

Уравнения моментов сил, действующих на баланси́р, относительно оси вращения баланси́ра –

точки О (рис. 2) – для комбинированного роторно-устьевого уравновешивания имеют вид

$$\sum M_o = (T_2 - T_1)l_1 \cos \theta - P_{\text{ш}} l_2 \cos \gamma = 0, \quad (17)$$

где $P_{\text{ш}}$ – усилие в шатуне кривошипно-шатунного механизма, геометрические связи в рассматриваемой системе определяются выражениями

$$\begin{aligned} \sin \theta &= \frac{r \cos \alpha}{l_2}; \\ \sin \beta &= \frac{r \sin \alpha}{l_2}; \\ \gamma &= \theta - \beta, \end{aligned}$$

где угол α – угол поворота кривошипа; β – угол между вертикалью и осью шатуна; углы θ и γ определяют величину плеч сил со стороны штанговой колонны – устьевого контргруза и шатуна соответственно (рис. 2).

Соответственно без устьевого уравновешивания:

$$\sum M_o = T_2 l_1 \cos \theta - P_{\text{ш}} l_2 \cos \gamma = 0. \quad (18)$$

Тангенциальная составляющая усилий в шатуне, определяющая крутящий момент на валу электродвигателя, рассчитывается с учетом (17), (18) согласно формулам:

$$\begin{aligned} P_{\text{ш}}^r &= (T_2 - T_1) \frac{l_1 \cos \theta}{l_2 \cos \gamma} \sin(\alpha + \beta); \\ P_{\text{ш}}^r &= T_2 \frac{l_1 \cos \theta}{l_2 \cos \gamma} \sin(\alpha + \beta). \end{aligned}$$

На рис. 4 представлены расчетные кривые тангенциальной нагрузки, действующей в шатуне кривошипно-шатунного механизма СК.

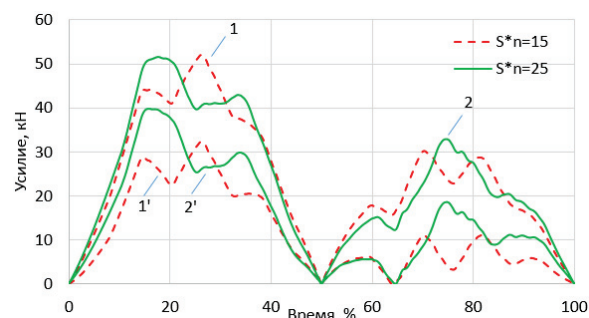


Рис. 4. Изменение тангенциального усилия в шатуне во времени (в процентах от периода одного качания) при различной скорости откачки (1' и 1 – усилия при наличии роторно-устьевой системой уравновешивания и без нее соответственно при $S_0 \times n = 15$, 2' и 2 – при $S_0 \times n = 25$)

Fig. 4. Change of tangential force in connecting rod in time (as a percentage of the period of one swing) at different pumping speeds (1' and 1 are the loads on the balance head with combined rotary-wellhead balancing system and without it, respectively, at $S_0 \times n = 15$, 2' and 2 – at $S_0 \times n = 25$)

Из графиков на рисунке следует, что комбинированная роторно-устьевая система уравновешивания СК характеризуется существенным снижением тангенциальной составляющей усилия в шатуне. Наблюдается также более равномерный ха-

раक्टर загруженности деталей кривошипно-шатунного механизма, выраженный в снижении амплитудных значений тангенциальной нагрузки при ходе головки балансира вверх и вниз. В расчетном примере при $S_0 \times l = 15$ устьевой контргруз позволяет уменьшить максимальное тангенциальное усилие на 40 %, а при ходе вниз при наличии устьевой контргруза средняя величина тангенциального усилия снижается практически в 2 раза, что обуславливает эффективность комбинированной роторно-устевой системы уравновешивания.

Выводы

1. Разработана методика расчета комбинированной роторно-устевой системы уравновешивания станка-качалки, базирующаяся на критериях минимизации нагрузок на привод и затра-

чиваемой на подъем скважинной продукции энергии.

2. Разработан расчетный метод определения оптимальных величин веса устьевой контргруза и радиуса расположения роторных противовесов на кривошипе.
3. Путем расчета динамических нагрузок на головку балансира и шатун кривошипно-шатунного механизма станка-качалки показана эффективность комбинированной роторно-устевой системы уравновешивания, позволяющей снизить максимальную нагрузку на головку балансира и тангенциальное усилие в шатуне на величину до 40 %. Снижение нагруженности узлов станков-качалок способствует повышению надежности наземного привода, в частности кривошипно-шатунного механизма станка-качалки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров, В.С. Каштанов, С.С. Пекин. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002. – 824 с.
2. Насосные установки для малодебитных скважин / К.Р. Уразаков, В.П. Жулаев, Ф.З. Булюкова, В.А. Молчанова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 236 с.
3. Ахтямов М.М. Совершенствование конструкции станков-качалок для эффективной эксплуатации малодебитных скважин: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2003. – 120 с.
4. Уразаков К.Р. Механизированная добыча нефти (Сборник изобретений). – Уфа, Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. – 329 с.
5. Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / В.М. Валовский, К.М. Валовский, Г.Ю. Басов, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, А.В. Артюхов. – М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2016. – 592 с.
6. Li K., Han Y., Wang T. A novel prediction method for down-hole working conditions of the beam pumping unit based on 8-directions chain codes and online sequential extreme learning machine // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 160. – P. 285–301.
7. Методика расчета веса устьевой уравновешивающей системы станка-качалки / Г.Б. Агамалов, З.З. Алиев, Н.А. Романова, Р.Р. Ризванов // Нефтегазовое дело (Электронный научный журнал). – 2010. – № 2. – С. 1–11.
8. Алиев З.З. Повышение эффективности эксплуатации глубоких скважин штанговыми установками: на примере Ватъеганского месторождения: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 118 с.
9. Бутенин Н.В. Введение в аналитическую механику. – М.: Наука, 1971. – 264 с.
10. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика. Т. VII. Теория упругости. – М.: Физматлит, 2003. – 264 с.
11. Bhandari V.B. Introduction to Machine Design. – New York City: Tata McGraw-Hill Education, 2013. – 645 p.
12. Lao L., Zhou H. Application and effect of buoyancy on sucker rod string dynamics // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 146. – P. 264–271.
13. Расчет теоретической динамограммы с учетом осложнений в работе скважинного штангового насоса / К.Р. Уразаков, Р.Н. Бахтизин, С.Ф., Исмагилов А.С. Топольников // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 90–93.
14. 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.
15. Takacs G. Sucker-Rod Pumping Handbook. – New York City: Elsevier Science 2015. – 598 p.
16. Ямалиев В.У., Ишемгузин И.Е., Латыпов Б.М. Оценка силы трения плунжера о цилиндр штангового скважинного насоса при проектировании колонны штанг // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2017. – Т. 19. – № 1. – С. 70–75.
17. Guo B., Liu X., Tan X. Petroleum Production Engineering (Second Edition). – New York City: Elsevier Science, 2017. – 312 p.
18. Takacs G. Exact kinematic and torsional analysis of Rotaflex pumping units // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 115. – P. 11–16.
19. Приводы скважинных штанговых насосов / В.П. Жулаев, К.Р. Уразаков, М.М. Ахтямов, З.З. Алиев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – 119 с.
20. Bloch H.P. Petrochemical Machinery Insights. – Oxford: Butterworth-Heinemann, 2017. – 725 p.

Поступила 23.11.2018 г.

Информация об авторах

Уразаков К.Р., доктор технических наук, профессор, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Журавлев Д.В., генеральный директор ООО «СамараНИПИнефть».

Алиматов Ш.А., инженер-технолог ТПП «Когалымнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ– Западная Сибирь».

UDC 622.276.054.22

COMBINED ROTARY-WELLHEAD COUNTERBALANCING OF PUMPJACK

Kamil R. Urazakov¹,

Urazakk@mail.ru

Denis V. Zhuravlev²,

ZhuravlevDV@gmail.com

Shamil A. Alimetov³,

shamil_alimetov@mail.ru

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

² SamaraNIPIneft LLC,
18, Vilonovskaya street, Samara, 443010, Russia.

³ LLC «LUKOIL-Western Siberia», CCI «Kogalymneftegaz»,
6, Druzhby Narodov street, Kogalym, 628486, Russia.

Relevance. One of the most important factors determining the efficiency of the rod pump installation is the degree of balance in the drive. With existing balancing technologies, pumpjack units are subject to significant fatigue wear due to high loads on the drive. This leads to premature failures and increased power consumption. The foregoing determines the relevance of development and improvement of methods for balancing pumping units.

Object: rod pumping installation with a combined rotary-wellhead counterbalancing system, including a wellhead counterweight, applied through flexible rod directly to the wellhead rod, which allows compensating a part of the constant load at the point of suspension of the rods, due to the weight of the rod string in the liquid.

The aim of the research is to develop a technique for calculating the combined rotary-wellhead counterbalancing system, including determining the weight of the wellhead counter-load and calculating the rotor counterweights located on the crank; energy optimization of the balancing system, based on the fulfillment of criteria for minimizing the load on the drive and the energy expended to lift well production during the calculations.

Methods: application of the principles of analytical mechanics for compilation of the equations of the dynamics of the system under consideration, numerical simulation methods in the study of formation of dynamic loads in the underground and surface parts of the rod pump installation.

Results. The authors have developed the technique for calculating a combined rotary-wellhead counterbalancing rod pump installation, which minimizes the load on the drive of the pumping unit and helps reduce energy consumption for oil production by ensuring a uniform load on the drive motor during a swing cycle. When calculating the dynamic loads in the units of the pump installation, the effectiveness of the rotary-wellhead counterbalancing system is shown.

Key words:

Pumpjack, rod pump installation, counterbalancing, combined rotary-wellhead counterbalancing system, wellhead counterweight, dynamic load, tangential force.

REFERENCES

1. Ivanovskii V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A., Kashtanov V.S., Pekin S.S. *Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlya dobychi nefi* [Downhole pumping units for oil production]. Moscow, GUP «Nefi i gaz» RGU nefi i gaza im. I.M.Gubkina Publ., 2002. 824 p.
2. Urazakov K.R., Zhulaev V.P., Bulukova F.Z., Molchanova V.A. *Nasosnye ustanovki dlya malodebitnykh skvazhin* [Pumping installations for low-yield wells]. Ufa, UGNTU Publ., 2014. 236 p.
3. Akhtyamov M.M. *Sovershenstvovanie konstruktivnykh skvazhyn*. Dis. kand. nauk [Improving the design of pumping machines for efficient operation of marginal wells. Cand. Diss.]. Ufa, 2003. 120 p.
4. Urazakov K.R. *Mekhanizirovannaya dobycha nefi* (Sbornik izobretenii) [Mechanized oil production (Collection of Inventions)]. Ufa, Neftegazovoe delo Publ., 2010. 329 p.
5. Valovskii V.M., Valovskii K.M., Basos G.Yu., Ibragimov N.G., Fadeev V.G., Artyukhov A.V. *Ekspluatatsiya skvazhin ustanovkami shtangovykh nasosov na pozdney stadii razrabotki nefi* [Well operation by the installation of rod pumps in the late stages of development of oil fields]. Moscow, Neftyanoe khozyaistvo Publ., 2016. 592 p.
6. Li K., Han Y., Wang T. A novel prediction method for down-hole working conditions of the beam pumping unit based on 8-directions chain codes and online sequential extreme learning machine. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 160, pp. 285–301.
7. Agamalov G.B., Aliev Z.Z., Romanova N.A., Rizvanov R.R. Method of calculating the weight of the mouth of the balancing system of the pumping unit. *Oil and Gas Business* (Electronic scientific journal), 2010, no. 2, pp. 1–11. In Rus.
8. Aliev Z.Z. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii glubokikh skvazhin shtangovymi ustanovkami: na primere Vateganskogo mestorozhdeniya*. Dis. kand. nauk [Improving the efficiency of operation in deep well sucker rod installations: on the example of Vatieganskoye field. Cand. Diss.]. Ufa, 2010. 118 p.
9. Butenin N.V. *Vvedenie v analiticheskuyu mekhaniku* [Introduction to analytical mechanics]. Moscow, Nauka Publ., 1971. 264 p.
10. Landau L.D., Lifshits E.M. *Teoreticheskaya fizika*. T. VII. Teoriya uprugosti [Theoretical physics. Vol. VII. Theory of elasticity]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2003. 264 p.

11. Bhandari V.B. *Introduction to Machine Design*. New York City, Tata McGraw-Hill Education Publ., 2013. 645 p.
12. Lao L., Zhou H. Application and effect of buoyancy on sucker rod string dynamics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 146, pp. 264–271.
13. Urazakov K.R., Bakhtizin R.N., Ismagilov S.F., Topolnikov A.S. Calculation of the theoretical dynamogram taking into account the complications in the work of the well rod pump. *Oil industry*, 2014, no. 1, pp. 90–93. In Rus.
14. 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.
15. Takacs G. *Sucker-Rod Pumping Handbook*. Elsevier Science Publ., 2015. 598 p.
16. Yamaliev V.U., Ishemzhuzhin I.E., Latypov B.M. Evaluation of the frictional force of a plunger on the cylinder of a sucker-hole pump in the design of a rod string. *Izvestiya Samara Scientific Center, Russian Academy of Sciences*, 2017, vol. 19 no. 1, pp. 70–75. In Rus.
17. Guo B., Liu X., Tan X. *Petroleum Production Engineering* (Second Edition). New York City, Elsevier Science Publ., 2017. 312 p.
18. Takacs G. Exact kinematic and torsional analysis of Rotaflex pumping units. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 115, pp. 11–16.
19. Zhulaev V.P., Urazakov K.R., Akhtyamov M.M., Aliev Z.Z. *Privody skvazhinnykh shtangovykh nasosov* [Drives of sucker rod pumps]. Ufa, UGNTU Publ., 2010. 119 p.
20. Bloch H.P. *Petrochemical Machinery Insights*. Oxford, Butterworth-Heinemann Publ., 2017. 725 p.

Received: 23 November 2018.

Information about the authors

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

Denis V. Zhuravlev, general manager, SamaraNIPIneft LLC.

Shamil A. Alimetov, process engineer, LLC «LUKOIL-Western Siberia», CCI «Kogalymneftegaz».

УДК 621.355.8:62–503.55:62–83:621.313.29:004.94

ИССЛЕДОВАНИЕ ОТКАЗОУСТОЙЧИВОГО ВЕНТИЛЬНО-ИНДУКТОРНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ НАСОСА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Однокопылов Георгий Иванович¹,
OGIz@yandex.ru

Букреев Виктор Григорьевич¹,
bukreev@tpu.ru

Розаев Иван Андреевич¹,
veazor@tpu.ru

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

Актуальность. На сегодняшний день нефтедобыча является одним из приоритетных направлений промышленного развития в стране. В связи с этим важным является повышение эффективности работы электродвигателя, входящего в состав электротехнических комплексов установок нефтедобывающих и нефтеперекачивающих насосов. Именно этот элемент комплекса в значительной степени определяет надежность технологической системы в целом. В частности, аварийный выход из строя электродвигателя влечет за собой технологическую остановку производства и приводит к недоотпуску нефти и как следствие к значительным экономическим потерям. Поэтому обеспечение отказоустойчивости исполнительного электродвигателя является важной задачей. Одним из вариантов решения такой задачи является использование перспективного вентильно-индукторного двигателя в совокупности с алгоритмами отказоустойчивого управления.

Цель: разработка алгоритмов отказоустойчивого управления исполнительным вентильно-индукторным электродвигателем в неполнофазных режимах работы; повышение качества функционирования вентильно-индукторного электродвигателя насоса в аварийных неполнофазных режимах работы путем подключения алгоритмов отказоустойчивого управления, позволяющих сохранять и полностью либо частично восстанавливать работоспособность исполнительного вентильно-индукторного электродвигателя при однократных и множественных отказах силовых цепей.

Объект: трехфазный вентильно-индукторный электродвигатель нефтедобывающего насоса в неполнофазных режимах работы.
Методы: теория электрических машин; методы описания динамических электромеханических и магнитных процессов; математическое и имитационное моделирование, программирование в среде MathCad и Matlab Simulink.

Результаты. Разработана математическая и имитационная модели отказоустойчивого трехфазного вентильно-индукторного электропривода. Получены напорно-расходные характеристики нефтедобывающего насоса в неполнофазном режиме работы исполнительного вентильно-индукторного электродвигателя с применением алгоритмов отказоустойчивого управления.

Ключевые слова:

Вентильно-индукторный электродвигатель, обрыв фазы электродвигателя, отказоустойчивый электропривод, алгоритм отказоустойчивого управления, напорно-расходная характеристика насоса.

Введение

В настоящее время нефтедобыча занимает значительный экономический кластер энергетического сектора Российской Федерации. При этом эффективность разработки нефтегазовых месторождений в значительной степени определяется непрерывной диагностикой и оптимизацией эксплуатационных режимов системы «скважина–насос» [1, 2]. Аварийный выход из строя исполнительного электродвигателя в составе установки насоса добычи нефти влечет за собой значительные экономические потери для нефтедобывающей организации [3].

С целью предотвращения аварийных отключений насоса добычи нефти предлагаются технические решения, которые позволяют продолжить работу электроцентробежного насоса (ЭЦН) после однократных или множественных отказов силовой части статорных обмоток исполнительного двигателя [4–6]. Существует ряд исследований, предлагающих внедрение вентильно-индукторного электродвигателя (ВИД) в качестве исполнительного

двигателя насосного агрегата. Имеющиеся разработки касаются преимущественно конструктивных особенностей ВИД и его модернизации [7–9]. Однако на сегодняшний день ВИД не получил должного развития и серийного производства. Вентильно-индукторный электродвигатель обладает рядом преимуществ по сравнению с асинхронными и вентильными двигателями [10–13]. К достоинствам ВИД относятся: надежность и простота конструкции и технологии изготовления; возможность получать как сверхвысокие, так и сверхнизкие частоты вращения вала; гибкость системы управления; ротор ВИД имеет малый момент инерции, что позитивно отражается на динамике его работы; ВИД способен работать в тяжелых перегрузочных режимах и в широком диапазоне нагрузок; за счет электрически независимых фаз ВИД обладает исходной отказоустойчивостью; ВИД обладает высокими энергетическими характеристиками и КПД [8]. Следует отметить, что преимущества ВИД в полной мере приведены в работах [14–17].

Управление ВИД в рабочих режимах отличается от управления в аварийных режимах работы, так как обрыв фазы двигателя вызывает защитное отключение системы электропривода [18–21]. Соответственно для управления электроприводом в аварийных и неполнофазных режимах работы необходимо разработать алгоритмы мониторинга и управления, отладку которых целесообразно проводить на основе моделирования [22–25].

На начальном этапе исследований был определен перечень объектов нефтяных скважин, моделирование которых является необходимым с точки зрения синтеза и разработки алгоритмов управления [26–29]. Установка нефтедобывающего или нефтеперекачивающего насоса представляет собой электротехнический комплекс, состоящий из системы алгоритмического управления (СУ), исполнительного вентильно-индукторного электродвигателя, центробежного насоса (ЦН), блока обработки телеметрических данных (БТД). В связи с этим предложенная модель построена объединением моделей ВИД, ЦН, СУ с моделью, учитывающей потери напряжения в кабельной линии (КЛ). При этом модели движения жидкости не рассматривались, учитывалось только влияние среды на формирование момента нагрузки [30, 31].

Построение математической модели ВИД

При создании математической модели исследуемого ВИД приняты следующие допущения: ВИД обладает электрической и магнитной симметрией; значения активных сопротивлений фаз электродвигателя равны; ключи силового преобразователя приняты идеальными, мощность источника питания принимается значительно большей по сравнению с мощностью двигателя, запаздывания в СУ отсутствуют, влияние добавочных вихревых токов и гистерезиса в магнитопроводе учитывается при моделировании алгоритмов с изменением углов перекрытия при изменении частоты питающей сети. В основу математического описания ВИД положены уравнения электрического равновесия фаз двигателя и уравнения формирования электромагнитного момента [22].

Матричное уравнение равновесия напряжений в фазах трехфазного ВИД в нормальной форме Коши имеет вид (1):

$$\frac{d[i]}{dt} = [L_d]^{-1} \{ [U] - [R][i] - \omega [K_\omega] \}, \quad (1)$$

где $[i]$ – матрица неизвестных (токи фаз статора ВИД); $[U]$ – матрица напряжений фаз ВИД; $[R]$ – матрица сопротивлений фаз ВИД; $[L_d]$ – прямая матрица дифференциальных индуктивностей фаз ВИД в функции фазных токов и текущего положения ротора; $[K_\omega]$ – матрицы коэффициентов противо-ЭДС фаз ВИД в функции фазных токов и текущего положения ротора; ω – угловая скорость вращения ротора.

Представим каждый элемент уравнения (1) отдельной матрицей:

$$[i] = \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix}; [U] = \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix}; [R] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix};$$

$$[L_d] = \begin{bmatrix} L_A(i_A, \theta) & 0 & 0 \\ 0 & L_B(i_B, \theta) & 0 \\ 0 & 0 & L_C(i_C, \theta) \end{bmatrix};$$

$$[K_\omega] = \begin{bmatrix} K_A(i_A, \theta) & 0 & 0 \\ 0 & K_B(i_B, \theta) & 0 \\ 0 & 0 & K_C(i_C, \theta) \end{bmatrix}.$$

При моделировании аварийных и неполнофазных режимов работы ВИД необходимо в состав уравнений равновесия напряжений в фазах (1) ввести матрицу $[M_o]$ отказов (в общем случае полученную на основе работы алгоритма мониторинга). Это позволит имитировать отказ типа «обрыв фазы» или «не включение/не выключение ключа преобразователя частоты»:

$$[M_o] = \begin{bmatrix} \bar{a} & 0 & 0 \\ 0 & \bar{b} & 0 \\ 0 & 0 & \bar{c} \end{bmatrix}. \quad (2)$$

При этом единичному состоянию битов отказов a, b, c будет соответствовать нормальный полнофазный режим работы, а нулевому – аварийный режим работы при обрыве соответствующей фазы обмотки статора [24].

Полное выражение для матрицы активных сопротивлений в нормальной форме Коши принимает следующий вид:

$$[R_M] = ([1] + k_\infty [M_o])[R], \quad (3)$$

где k_∞ – коэффициент, имитирующий введение высокоомного сопротивления в цепь статора. В этом случае матричное уравнение равновесия напряжений в фазах трехфазного ВИД с учетом матрицы отказов $[R_M]$ в нормальной форме Коши записывается уравнением:

$$\frac{d[i]}{dt} = [L_d]^{-1} \{ [U] - [R_M][i] - \omega [K_\omega] \}. \quad (4)$$

Преобразование магнитной энергии в механическую происходит при постоянстве потокоцепления и связано с изменением угла поворота ротора и магнитной проводимости в воздушном зазоре. Следовательно, при рассмотрении вращающейся электрической машины зависимость механической энергии от электромагнитического момента при изменении положения ротора n -й фазы ВИД записывается выражением [32, 33]:

$$\Delta W_n = M_n \cdot \Delta \theta,$$

где M_n – электромагнитный момент двигателя, формируемый n -й фазой; ΔW_n – изменение электромагнитической энергии, формируемой n -й фазой на интервале $\Delta \theta$ угла поворота ротора [32].

Запишем уравнение для электромагнитного момента через производную потокоцепления по углу поворота ротора, которое для n -й фазы имеет вид [32–34]:

$$M_n = i_n \frac{\partial \Psi_n, \theta_n}{\partial \theta}.$$

Приняв $K_{\text{он}} = \frac{\partial \Psi(i_n, \theta_n)}{\partial \theta}$, данное уравнение записывается более компактно:

$$M_n = i_n \cdot K_{\text{он}}. \quad (5)$$

Мгновенный электромагнитный момент ВИД представляет собой сумму моментов, формируемых подключенными фазами двигателя (6). С учетом принятых допущений запишем суммарный момент M трехфазного ВИД [22], [32]:

$$M = M_A(i_A, \theta_n) + M_B(i_B, \theta_n) + M_C(i_C, \theta_n), \quad (6)$$

где $M_A(i_A, \theta_n)$, $M_B(i_B, \theta_n)$, $M_C(i_C, \theta_n)$ – моменты, развиваемые фазами A , B , C трехфазного двигателя. Уравнение движения электропривода можно представить в виде:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{p}{J} (M - M_c), \quad (7)$$

где J – суммарный момент инерции электропривода; p – число пар полюсов; ω – угловая скорость вращения ротора; M_c – момент сопротивления.

Математическое и имитационное моделирование ЭЦН с ВИД

Состояние ЦН определяется такими параметрами, как: Q – объемный расход жидкости, проходящей через ЦН; P – давление жидкости на выходе ЦН. Основным параметром КЛ, влияющим на напряжение, поступающее на вход электродвигателя, является волновое сопротивление Z кабеля. Которое определяется отношением напряжения падающей волны к току этой волны в линии передачи. Структура модели ЭЦН с ВИД показана на рис. 1.

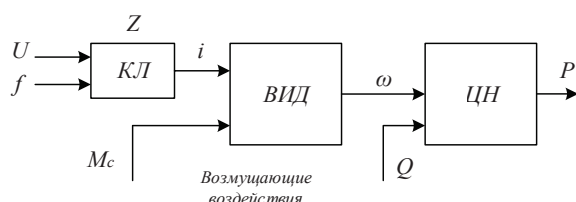


Рис. 1. Структура модели насоса добычи нефти

Fig. 1. Installation of the centrifugal pump model structure

Статическая модель центробежного насоса формируется на основе напорно-расходной характеристики насоса, которая аппроксимируется зависимостью [35]:

$$H_n = H_{fn} \left(\frac{\omega}{\omega_n} \right)^2 + S_f Q^2,$$

где ω_n – номинальное значение частоты вращения вала насоса; H_n – уровень напора на выходе насоса; H_{fn} – принятое «фиктивное» значение напора насоса на номинальной частоте вращения; S_f – принятое значение гидравлического сопротивления насоса. Далее, выразив напор через давление, получено:

$$H = \frac{P}{\rho g},$$

где ρ – значение плотности протекаемой жидкости, g – ускорение свободного падения, полученное уравнение статической модели ЦН примет вид:

$$\frac{P}{\rho g} - H_{fn} \left(\frac{\omega}{\omega_n} \right)^2 + S_f Q^2 = 0. \quad (8)$$

Постоянная времени, определяющая инерцию изменения давления, уменьшается пропорционально снижению расхода и давления в скважине и не сказывается на системе управления в рассматриваемых условиях. Поэтому переходными процессами в жидкости и инерционностью ЦН в данной модели предлагается пренебречь [35, 36]. Момент от сил трения на валу электродвигателя можно принять постоянным и равным $\Delta M_{\text{с тр}}$. Момент сопротивления жидкости $\Delta M_{\text{с ж}}$ принимается равным постоянному значению с учетом характера жидкости, условий эксплуатации, глубины скважины и вязкости [30], [35]. Для механизма с вентильным типом нагрузки, что характерно для насоса, статический момент сопротивления на валу двигателя изменяется в зависимости от скорости вращения электродвигателя в соответствии с выражением (9) [35–37]:

$$M_c(\omega) = M + (M_{\text{с max}} - \Delta M_{\text{с тр}} - \Delta M_{\text{с ж}}) \left(\frac{\omega}{\omega_n} \right)^2. \quad (9)$$

Таким образом, математическая модель ЭЦН на базе ВИД (10) может быть получена из уравнений (1)–(9) [22], [32], [35]:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{d[i]}{dt} &= [L_d]^{-1} \{ [U] - [R_M][i] - \omega [K_\omega] \}; \\ [R_M] &= ([1] + k_\omega [M_o])[R]; \\ \frac{d\omega}{dt} &= \frac{p}{J} (M - M_c); \\ M &= M_A(i_A, \theta_n) + M_B(i_B, \theta_n) + M_C(i_C, \theta_n); \\ M_c(\omega) &= M + (M_{\text{с max}} - \Delta M_{\text{с тр}} - \Delta M_{\text{с ж}}) \left(\frac{\omega}{\omega_n} \right)^x; \\ \frac{P}{\rho g} - H_{fn} \left(\frac{\omega}{\omega_n} \right)^x + S_f \cdot Q^2 &= 0; \\ \theta_n &= p \int_0^t \omega dt = p\theta. \end{aligned} \right. \quad (10)$$

Основные принципы построения модели ВИД в среде имитационного моделирования MatLab Si-

mulink рассмотрены в ряде работ [38–41]. Структурная схема имитационной модели ЭЦН с ВИД показана на рис. 2.

Строение блоков «возмущающее воздействие M_c » и «ЭЦН с ВИД» приведены на рис. 3.

Описание устройства блоков преобразователя частоты (ПЧ), кабельной линии (КЛ), датчика положения (ДП) и блока регуляторов подробно рассмотрены в ранее опубликованных работах [22, 24, 25].

Алгоритмы отказоустойчивого управления ВИД

Рассмотрим алгоритмы отказоустойчивого управления вентильно-индукторным электроприводом. Использование исходной отказоустойчивости 3-фазного ВИД в аварийном 2-фазном режиме позволяет обеспечить живучесть с ограничением момента и частоты вращения на уровне 2/3 от но-

минального значения при отказах ПЧ или обрыве одной из обмоток статора [22].

Для упрощения моделирования и отображения алгоритмов датчик положения принят как «условный» датчик. Очевидно, что на сегодняшний день установки ЭЦН не оснащаются такими датчиками, так как невозможно обеспечить длительную работу такого датчика в условиях нефтедобывающей скважины и в следствие затруднений с передачей данных на поверхность с необходимой скоростью. В реальных электромеханических комплексах насосных агрегатов положение ротора электродвигателя определяется путем математических вычислений на основе мгновенных значений токов и напряжений [42, 43]. Однако с точки зрения алгоритмов отказоустойчивого управления не имеет значения, как именно были получены данные о по-

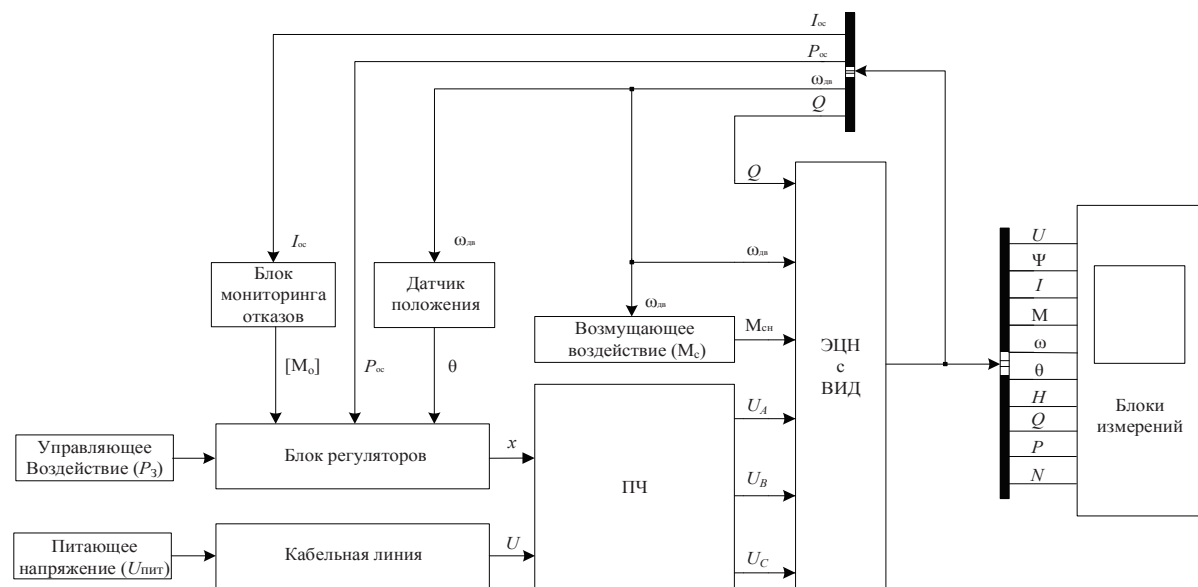


Рис. 2. Структурная схема имитационной модели установки ЭЦН с ВИД

Fig. 2. Functional block diagram of centrifugal pump installation with switched-reluctance motor simulation model

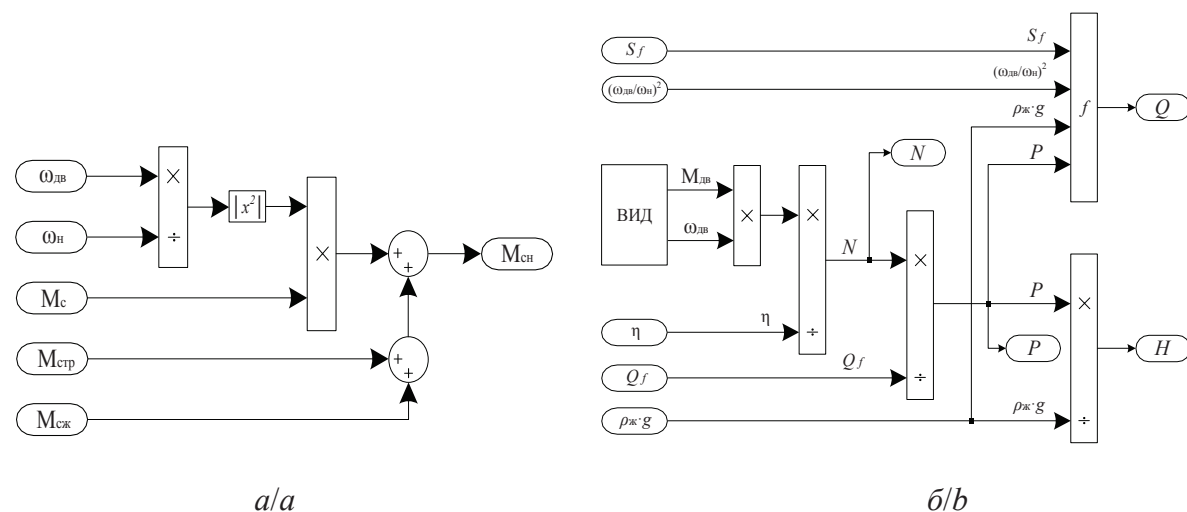


Рис. 3. а) блок «возмущающее воздействие M_c », б) блок «электроцентробежный насос с вентильно-индукторным двигателем»

Fig. 3. a) block «perturbation influence M_c », b) block «centrifugal pump with switched-reluctance motor»

ложении ротора, важным является дальнейшая работа с полученными данными. Аппаратное применение бездатчикового управления в погружных насосах с вентильным двигателем изучено и широко используется, например, группой компаний «Новомет» и в статье не рассматривалось [44].

Для обеспечения отказоустойчивости и увеличения функциональных возможностей при работе как на двух, так и на одной оставшейся в работе фазе электродвигателя было разработано и предложено три алгоритма.

- 1) Алгоритм управления трехфазным ВИД с симметричной одиночной коммутацией и компенсацией момента за счет увеличения амплитуды фазных токов. Из конструктивных особенностей ВИД следует, что все три фазы электрически независимы друг от друга и при отказе типа «обрыв фазы» можно компенсировать падение активной мощности за счет увеличения значений токов в оставшихся в работе фазах при условии наличия резерва по мощности (исходная нагрузка не более 66 % от номинальной), чтобы избежать перегрева обмоток и обеспечить возможность продолжительного функционирования в неполнофазном режиме работы.
- 2) Алгоритм управления трехфазным ВИД с компенсацией момента за счет изменения угла перекрытия фаз. В общем случае управление ВИП осуществляется путем поочередной коммутации фаз двигателя на основании информации, получаемой от датчика положения ротора. Стандартной коммутацией принято считать симметричную одиночную коммутацию фаз, при которой перекрытие фаз отсутствует. С несимметричной одиночной коммутацией перекрытие фаз производится с углом перекрытия: $\theta_k = \pi/4$. При активизации алгоритма восстановления происходит смена режима коммутации

с симметричной одиночной в трехфазном режиме на несимметричную одиночную в неполнофазном режиме [22], [24].

- 3) Алгоритм управления трехфазным ВИД с компенсацией момента за счет изменения угла перекрытия фаз и увеличения амплитуд фазных токов. При активизации алгоритма восстановления происходит смена режима коммутации с симметричной одиночной на несимметричную одиночную с одновременным увеличением амплитуд фазных токов в 1,5 раза.

Функционирование ВИД с любым из представленных алгоритмов отказоустойчивого управления (1)–(3) подразумевает работу в кратковременном режиме с дальнейшим переходом на режим работы с симметричной одиночной коммутацией и исходной отказоустойчивостью с восстановлением частичной работоспособности на двух фазах до уровня 66 % от номинального, на одной фазе до 33 % с дальнейшей остановкой электродвигателя.

Алгоритмы формирования мгновенного задания на фазные токи I_a приведены в табл. 1.

Параметр k_d управления обеспечивает скачкообразное увеличение амплитуды фазных токов в

аварийном режиме: $k_d = \left(d + \bar{d} \frac{3}{2} \right)$, для компенса-

ции активной мощности отказавшей фазы двигателя: $d=1$ (отсутствие отказа) $k_d=1$; $\bar{d}=1$ (наличие отказа) $k_d=3/2$, θ_k – угол перекрытия фаз двигателя ($\theta_k = \pi/4$) [22].

Результаты моделирования

ВИД для ЭЦН в настоящее время серийно не выпускаются, поэтому для оценки мощности и напора ЭЦН необходимо подобрать известный аналог ЭЦН на основе асинхронного электродвигателя, получить на его основе требуемые параметры по

Таблица 1. Алгоритмы отказоустойчивого управления ВИД

Table 1. Fault-tolerant control algorithms of switched-reluctance motor

№	Наименование алгоритма управления Control algorithm name	Аналитическая запись алгоритма Algorithm analytical form
0	Управление трехфазным вентильно-индукторным электроприводом с симметричной одиночной коммутацией и исходной отказоустойчивостью Switched-reluctance drive control with symmetrical single switching and using initial fault-tolerance	$I_A = I_{\omega} [1 + \text{sign}(\varphi(i_A, \theta_A) - \theta)] / 2;$ $I_B = I_{\omega} [1 + \text{sign}(\varphi(i_B, \theta_B) - \theta)] / 2;$ $I_C = I_{\omega} [1 + \text{sign}(\varphi(i_C, \theta_C) - \theta)] / 2$
1	Алгоритм управления трехфазным вентильно-индукторным электроприводом с симметричной одиночной коммутацией и компенсацией момента за счет увеличения амплитуды фазных токов Switched-reluctance drive control algorithm with symmetrical single switching and torque compensation account of phase current amplitude increasing	$I_A = I_{\omega} \bar{a} k_d [1 + \text{sign}(\varphi(i_A, \theta_A) - \theta)] / 2;$ $I_B = I_{\omega} \bar{b} k_d [1 + \text{sign}(\varphi(i_B, \theta_B) - \theta)] / 2;$ $I_C = I_{\omega} \bar{c} k_d [1 + \text{sign}(\varphi(i_C, \theta_C) - \theta)] / 2$
2	Алгоритм управления трехфазным вентильно-индукторным электроприводом с компенсацией момента за счет изменения угла перекрытия фаз Switched-reluctance drive control algorithm with torque compensation account of phase overlap angle changing	$I_A = I_{\omega} \bar{a} [1 + \text{sign}(\varphi(i_A, \theta_A) - \theta + d\theta_k)] / 2;$ $I_B = I_{\omega} \bar{b} [1 + \text{sign}(\varphi(i_B, \theta_B) - \theta + d\theta_k)] / 2;$ $I_C = I_{\omega} \bar{c} [1 + \text{sign}(\varphi(i_C, \theta_C) - \theta + d\theta_k)] / 2$
3	Алгоритм управления трехфазным вентильно-индукторным электроприводом с компенсацией момента за счет изменения угла перекрытия фаз и увеличения амплитуд фазных токов Switched-reluctance drive control algorithm with torque compensation account of phase overlap angle changing and phase current amplitude increasing	$I_A = I_{\omega} \bar{a} k_d [1 + \text{sign}(\varphi(i_A, \theta_A) - \theta + d\theta_k)] / 2;$ $I_B = I_{\omega} \bar{b} k_d [1 + \text{sign}(\varphi(i_B, \theta_B) - \theta + d\theta_k)] / 2;$ $I_C = I_{\omega} \bar{c} k_d [1 + \text{sign}(\varphi(i_C, \theta_C) - \theta + d\theta_k)] / 2$

мощности и напору насосного агрегата. В качестве исходных параметров для расчёта приняты параметры реальной нефтяной скважины из [45]. С помощью MathCad рассчитаны параметры для моделирования: $H_b=2214$ м, $Q_b=117,647$ м³/сут, $P_{гид}=56,966$ кВт, где H_b – необходимый напор насоса при работе на воде; Q_b – объемный расход насоса при работе на воде; $P_{гид}$ – гидравлическая мощность требуемого электродвигателя.

Из каталогов выбран ближайший подходящий по мощности и насосным характеристикам насос с асинхронным двигателем «ЭЦН (К)5а-125(Тв)», который имеет характеристики: напор насоса $H_b=2500$ м, подача $Q_b=125$ м³/сут, мощность $P=62,01$ кВт. Поэтому при моделировании ВИД принята мощность двигателя 60 кВт, получены характеристики напора и подачи близкие к аналогу [22], [24]. Параметры моделируемого ВИД приведены в табл. 2.

Таблица 2. Параметры моделируемого ВИД

Table 2. Simulating switched-reluctance motor parameters

Параметр Parameter	Величина Value
Сопротивление обмотки статора, Ом/Stator resistance, Ohm	0,05
Момент инерции, кг·м²/Inertia of the shaft, kg·m²	0,05
Частота вращения под номинальной нагрузкой, об/мин Speed under rated load, rpm	3000
Момент трения на валу, Н·м·с/Friction torque, N·m·s	0,02
Индуктивность в рассогласованном положении, Гн Inductance in unaligned position, Gn	$0,67 \cdot 10^{-3}$
Индуктивность в согласованном положении, Гн Inductance in aligned position, Gn	$23,6 \cdot 10^{-3}$
Индуктивность насыщения согласованного положения, Гн Saturation inductance in aligned position, Gn	$0,15 \cdot 10^{-3}$
Максимальный ток, А/Maximum current, A	450
Максимальное потокоцепление, В·с Maximum flux-linkage, V·s	0,486
Напряжение питания, В/Supply voltage, V	230

При моделировании использованы параметры силового кабеля типа КПБП длиной до 1000 м. Такой кабель имеет токопроводящую шину диаметром 4,5 мм и сечение 16 мм². В результате моделирования получено, что искажения питающего напряжения под влиянием КЛ не превышают 10 % от номинального напряжения питания.

Рассмотрим напорно-расходные характеристики нефтедобывающего насоса с ВИД. На рис. 4, а приведена напорно-расходная характеристика для работы без алгоритмов: (строка 0 табл. 1), на рис. 4, б напорно-расходная характеристика при работе с применением алгоритма компенсации токов фаз (строка 1 табл. 1). Как следует из рис. 4, б, при применении алгоритма компенсации фазных токов возможно полное восстановление работоспособности на двух фазах.

На рис. 5 приведены характеристики объемного расхода жидкости при изменении напора $Q(H)$ и характеристики степенной зависимости момента

от скорости с учетом времени $\left(\frac{\omega}{\omega_n}\right)^x(t)$, где x – степ-

пень зависимости (для кривых 1,4 $x=4$, для кривых 2,5 $x=3$, для кривых 3,6 $x=2$), при работе с применением алгоритма компенсации токов фаз (строка 1 табл. 1). Кривые 1–3 – характеристики степенной зависимости момента от скорости с учетом времени при различных x . Кривые 4–6 – зависимости объемного расхода жидкости от напора $Q(H)$ при разных x . До момента времени 0,5 ЭЦН работает в нормальном трехфазном режиме, далее с 0,5 по 1 в двухфазном режиме с алгоритмом компенсации тока при отказе одной фазы. При этом зависимости 4–6 напора (H) от объемного расхода (Q) пропорционально возрастают до уровня $Q=1$; $H=2500$ м, что соответствует номинальному режиму работы. С момента 1 до 1,5 с ЭЦН работает в однофазном режиме и характеристики 4–6 имеют спадающий характер до уровня $Q=0,55$; $H=1200$ м. Из рисунка следует, что чем выше степенная зависимость, тем эффективнее алгоритм, тем эффективнее восстановление производительности при активации алгоритма отказоустойчивого управления.

На рис. 6 представлены расходные характеристики объемного расхода жидкости для алгоритмов 0–3 из табл. 1 при последовательном аварийном отключении фаз электродвигателя. Численные значения установившегося уровня Q при последовательном аварийном отключении фаз электродвигателя сведены в табл. 3.

Таблица 3. Значения объемного расхода жидкости при последовательном отключении фаз

Table 3. Fluid flow values through the pump for sequential phase disconnection

Значения Q для алгоритмов 0–3, в о.е. Fluid flow value Q for algorithms 0–3 in relative units	Фазы/Phases		
	3	2	1
(0)	1	0,66	0,33
(1)		1	0,66
(2)		0,9	0,59
(3)		0,94	0,74

Из анализа табл. 3 следует, что при использовании исходной отказоустойчивости (алгоритм 0) при неисправности одной фазы электродвигателя, установившееся значение объемного расхода жидкости составляет 66 % от номинального уровня, при обрыве двух фаз электродвигателя – 33 % соответственно. При этом показано, что двигатель может продолжать функционировать на одной оставшейся в работе фазе электродвигателя, что делает его уникальным по отношению к имеющимся в эксплуатации насосным агрегатам, построенным на основе асинхронного и вентильного двигателей [46, 47].

При работе с алгоритмом компенсации момента за счет увеличения амплитуды фазных токов (1) при неисправности одной фазы электродвигателя возможно полное восстановление работоспособности

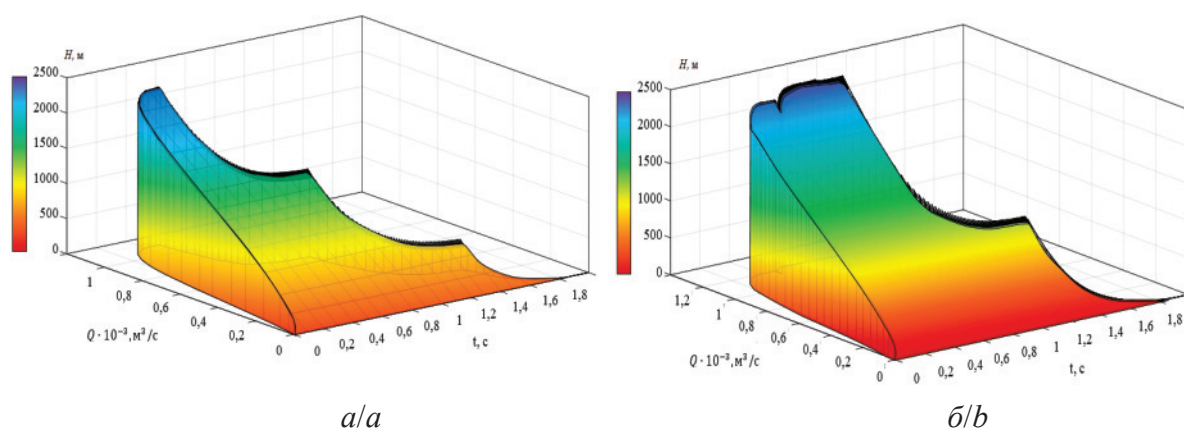


Рис. 4. Напорно-расходная характеристика: а) работа без алгоритмов; б) работа с применением алгоритма компенсации момента за счет увеличения амплитуд токов фаз

Fig. 4. Pressure-flow characteristic: a) without algorithms; b) with torque compensation account of phase current amplitude increasing

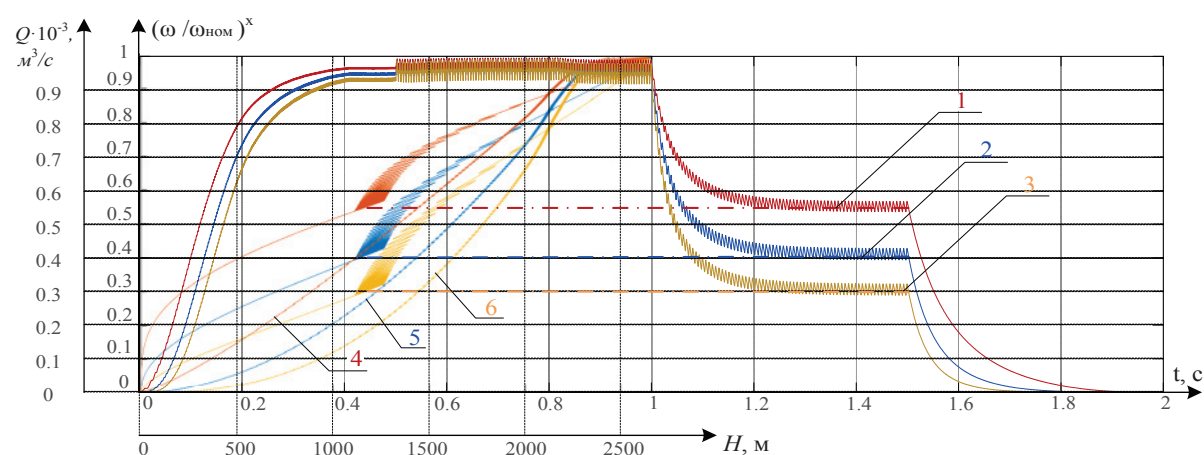


Рис. 5. Характеристики $Q(H)$ и характеристики степенной зависимости момента от скорости с учетом времени

Fig. 5. Characteristics $Q(H)$ and characteristics of the moment power-law dependence on speed during the time

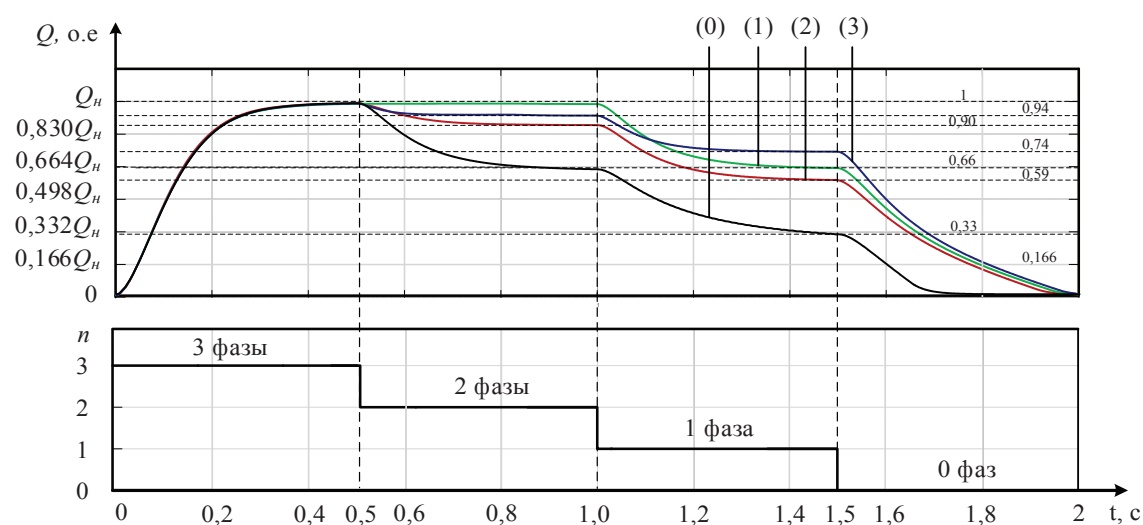


Рис. 6. Характеристики объемного расхода жидкости для алгоритмов 0–3 табл. 1

Fig. 6. Flow characteristic for operation with algorithms 0–3 from table 1

сти без снижения заданного уровня объемного расхода жидкости. Данный алгоритм целесообразно применять, если требуемый уровень объемного расхода жидкости меньше номинального для электродвигателя, чтобы обеспечить долговременную эксплуатацию насоса при отказе электродвигателя типа «обрыв фазы» без риска перегрева обмоток электродвигателя. При неисправности типа «обрыв двух фаз» алгоритм 1 показал значение установившегося уровня объемного расхода жидкости 66 %.

При работе с алгоритмом 2 с компенсацией момента за счет изменения угла перекрытия фаз установившиеся значения составили при неисправности типа «обрыв фазы» электродвигателя 90 % и при неисправности типа «обрыв двух фаз» электродвигателя 59 % соответственно. Алгоритм 2 позволяет без каких-либо конструктивных изменений и риска перегрева повысить отказоустойчивость исполнительного электродвигателя, однако при этом возрастает потребление мощности от источника питания [26].

При работе комбинированного алгоритма 3 с компенсацией момента за счет изменения угла перекрытия фаз и увеличения амплитуд фазных токов в 1,5 раза при неисправности типа «обрыв одной фазы» установившееся значение объемного расхода жидкости составило 94 %, а при неисправности типа «обрыв двух фаз» – 74 %.

Предложенные алгоритмы отказоустойчивого управления для погружных электроцентробежных насосов применимы для управления ВИД с наблюдателем состояния или с датчиком положения ротора. Применительно к данной статье, использовать предложенные алгоритмы отказоустойчивого управления электроцентробежными насосными установками с ВИД в настоящее время возможно только для их наземного исполнения, однако при дальнейших доработках с учетом бездатчикового управления возможно использование ВИД в качестве погружного электродвигателя насосного агрегата добычи нефти.

Выводы

1. Разработаны математическая и имитационная модели отказоустойчивого трехфазного вентильно-индукторного электропривода насосного агрегата. Исходя из анализа напорно-расходных характеристик следует, что применение алгоритмов отказоустойчивого управления по-

зволяет повысить отказоустойчивость исполнительного трехфазного ВИД без конструктивных изменений.

2. Показано, что при использовании исходной отказоустойчивости с неисправностью в одной фазе электродвигателя установившееся значение потока жидкости составляет 66 % от номинального уровня, при неисправности типа «обрыв двух фаз» электродвигателя – 33 % соответственно. При этом показано, что электродвигатель может продолжать функционировать на одной оставшейся в работе фазе, что делает его уникальным по отношению к имеющимся в эксплуатации насосам, построенным на основе асинхронного и вентильного двигателей.
3. При работе с алгоритмом компенсации момента за счет увеличения амплитуды фазных токов при неисправности одной фазы электродвигателя возможно полное восстановление работоспособности без снижения заданного уровня объемного расхода жидкости. Данный алгоритм целесообразно применять, если требуемый уровень объемного расхода жидкости меньше номинального для электроцентробежного насоса, чтобы обеспечить долговременную эксплуатацию насосного агрегата при отказе электродвигателя типа «обрыв фазы» без риска перегрева обмоток электродвигателя. При неисправности типа «обрыв двух фаз» этот алгоритм показал значение установившегося уровня объемного расхода жидкости 66 %.
4. При работе с алгоритмом с компенсацией момента за счет изменения угла перекрытия фаз установившиеся значения составили при неисправности типа «обрыв фазы» электродвигателя 90 % и при неисправности «обрыв двух фаз» электродвигателя – 59 % соответственно. Алгоритм позволяет без каких-либо конструктивных изменений и риска перегрева повысить отказоустойчивость исполнительного электродвигателя, однако при этом возрастает потребление мощности от источника питания.
5. При работе комбинированного алгоритма с компенсацией момента за счет изменения угла перекрытия фаз и увеличения амплитуд фазных токов в 1,5 раза при неисправности типа «обрыв фазы» установившееся значение потока жидкости составило 94 %, а при неисправности типа «обрыв двух фаз» – 74 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Российский рынок нефтесервисных услуг 2014. Аналитический обзор / под ред. Е.М. Миролюбовой. – М.: РБК, 2014. – 218 с.
2. Ивановский В.Н. Анализ современного состояния и перспектив развития скважных насосных установок для добычи нефти // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 11. – С. 36–47.
3. Стекольников Ю.И. Живучесть систем. – СПб.: Политехника, 2002. – 155 с.
4. Боловин Е.В., Глазырин А.С. Метод идентификации параметров погружных асинхронных электродвигателей установок электроприводных центробежных насосов для добычи нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 123–131.
5. Однокопылов Г.И., Саркисов Д.Ю. Оценка параметров разрушающей нагрузки при ударно-волновом нагружении для ответственных строительных конструкций сооружений нефтегазового комплекса // Известия Томского политехнического

- университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 3. – С. 85–95.
6. Однокопылов Г.И., Шевчук В.А., Дементьев Ю.Н. Применение системного анализа для обеспечения эксплуатационной надёжности электрических машин в алмазодобывающей промышленности // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 5. – С. 131–140.
7. Нгуен Куанг Кхоа. Исследование электромеханического комплекса: вентильно-индукторный электропривод – центробежный насос // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2016. – № 4. – С. 55–64.
8. Вентильно-индукторный электропривод для насоса ГРАТ-1800/67 / Г.К. Птах, А.А. Цветков, И.А. Квятковский, Д.А. Протасов, Д.В. Рожков // Известия Тульского Государственного университета. Технические науки. – 2010. – № 3. – С. 227–231.
9. Ясаков Г.С., Агафонов В.В., Костиков Е.А. Погружной вентильно-индукторный электродвигатель открытого исполнения с универсальными подшипниками скольжения // Вестник Севастопольского национального технического университета. – 2012. – № 132. – С. 50–53.
10. Odnokopylov G.I., Bragin A.D. Fault tolerant vector control of induction motor drive (Article number 012015) // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2014. – V. 66. – № 1. – P. 1–6.
11. Сравнительный анализ отказоустойчивого управления асинхронного и вентильно-индукторного электропривода / Г.И. Однокопылов, И.А. Розаев, А.Д. Брагин, Е.П. Сенькив // Интеллектуальные энергосистемы: труды IV Международного молодёжного форума. – Томск, 2016. – С. 89–93.
12. Odnokopylov G.I., Bragin A.D. Mathematical model of brushless DC motor in phase loss operation mode // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – V. 698. – P. 24–29.
13. Odnokopylov G.I., Bragin A.D. Algorithms of fault tolerant control of induction motor electric drive in phase loss operate mode // 2015 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON); Proc. – Omsk, May 21–23, 2015. – P. 1–5.
14. Птах Г.К. Вентильно-индукторный реактивный электропривод средней и большой мощности: зарубежный и отечественный опыт // Электротехника: Сетевой электронный научный журнал. – 2015. – Т. 2. – № 3. – С. 23–33.
15. Вигриянов П.Г. Энергетические характеристики многофазного вентильного двигателя в нормальных и аварийных режимах // Вентильные электромеханические системы с постоянными магнитами: Всесоюзная научно-техническая конференция. Тез. Докл. – М., 1989. – С. 14.
16. Кузнецов В.А., Кузьмичев В.А. Вентильно-индукторные двигатели. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 70 с.
17. Алямки Д.И. Разработка и исследование двухфазного вентильно-индукторного электропривода насосов горячего водоснабжения: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2011. – 229 с.
18. About the using of capacitive energy storages in the frequency-controlled electric drives / I. Braslavsky, Z. Ishmatov, Y. Plotnikov, G. Erman // Proc. of Symposium on Power Electronics, Electric Drives, Automation and Motion. – Taormina, Italy, 2012. – P. 920–925.
19. Ishmatov Z., Plotnikov I., Braslavsky I. About application perspective of capacitive energy storage in the frequency-controlled electric drive // 9th International Conference on Power Drives Systems (ICPDS 2016). – Perm, 2016. – P. 123–127.
20. Plotnikov I., Polyakov V., Postnikov N. Single-Loop Control System for Energy Storage Device in the Frequency-Controlled Electric Drive // X International Conference on Electrical Power Drive Systems (ICEPDS). – Ekaterinburg, 2018. – P. 1–5.
21. Polyakov V., Plotnikov I., Postnikov N. Three-Loop Control System of Energy Storage Device in the Frequency-Controlled Electric Drive // 26th International Workshop on Electric Drives: Improvement in Efficiency of Electric Drives (IWED). – Moscow, 2019. – P. 1–5.
22. Однокопылов Г.И. Методы и алгоритмы отказоустойчивого управления электроприводами опасных производственных объектов: дис. ... д-ра техн. наук. – Томск, 2017. – 343 с.
23. Krishnan R., Lim H.S. Novel measurement disturbance rejection current control for linear switched reluctance motor drives // Conference record – IAS annual meeting (IEEE industry applications society). – Blacksburg, VA: Virginia Tech, 2007. – P. 2226–2233.
24. Odnokopylov G.I., Rozayev I.A. Formation of failure matrix and failure-free control algorithm for multi-sectioned Switched-reluctance drive (Article number 012035) // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2014. – V. 66. – № 1. – P. 1–7.
25. Odnokopylov G.I., Rozaev I.A. Fault-tolerant control algorithms of switched-reluctance motor drive in open-phase modes // 11th International Forum on Strategic Technology (IFOST): Proc. – Novosibirsk, June 1–3, 2016. – Novosibirsk: Novosibirsk State Technical University, 2016. – V. 2. – P. 140–144.
26. Popov M.M., Maniv O. Simulation of an autonomous power supply system based on lithium-iron-phosphate (LIFEPO4) // Smart Grids 2017: MATEC web of conferences: 5th International Youth Forum: proceedings. – Tomsk, 2017. – P. 01060. DOI: 10.1051/mateconf/201714101060
27. Шевчук В.А., Муравлев О.П. Анализ вероятности безотказной работы электрических машин в алмазодобывающей промышленности // Горное оборудование и электромеханика. – 2018. – № 4 (138). – С. 39–46.
28. Ткачук Р.Ю., Глазырин А.С. Принцип построения отказоустойчивой системы управления асинхронным электроприводом // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 105–109.
29. Нугаев И.Ф., Искужин Р.В. Комплекс математических моделей для решения задач синтеза алгоритмов управления процессами в нефтедобывающих скважинах // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2012. – № 7. – С. 36–44.
30. Александровский С.В., Петренко Ю.Н. Разработка математической и имитационной модели вентильно-индукторного двигателя // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2011. – № 2. – С. 15–22.
31. Investigating Measurement Errors in Dual-Frequency Probing Technique by Mathematical Modeling / Y.V. Shul'gina, M.A. Kostina, A.I. Soldatov, A.A. Soldatov, P.V. Sorokin // Russian Journal of Nondestructive Testing. – 2019. – V. 55. – № 1. – P. 15–21.
32. Miller T.J. Switched reluctance motors end their control. – Virginia: Oxford Magna Physics Publishing and Clarendon Press, 1993. – 205 p.
33. Ruba M., Anders M. Fault Tolerant Switched Reluctance Machine Study // Proc. of the International Conference on Power Electronics, Intelligent Motion and Power Quality (PCIM 2008). – Nürnberg, Germany, 2008. – 6 p.
34. Темирёв А.П. Математическое моделирование, проектирование и экспериментальное определение параметров вентильно-индукторных электроприводов: монография. – Новочеркасск: ЛИК, 2011. – 794 с.
35. Нугаев И.Ф., Искужин Р.В. Динамическая модель нефтедобывающей скважины на базе УЭЦН как объекта управления // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 31–46.
36. Нугаев И.Ф., Искужин Р.В. Комплекс математических моделей для синтеза алгоритмов управления процессами в нефтедобывающих скважинах // Вестник УГАТУ. – 2012. – Т. 16. – № 8 (53). – С. 36–44.
37. Gerling D., Schramm A. Evaluation and Comparison of Fault Tolerant Switched Reluctance Machines for a Specific Application:

- Proc. of the 9 Spanish-Portuguese Congress on Electrical Engineering (9CHLIE). – Marbella, Spain, – 2005. – 5 p.
38. Нгуен Куанг Кхоа. Методика моделирования вентильно-индукторных двигателей с помощью программ Elcut и Matlab Simulink // Изв. вузов. Электромеханика. – 2016. – № 2. – С. 73–79.
39. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб: Питер, 2008. – 288 с.
40. Любарский Б.Г., Рябов Е.С. Моделирование электроприводов на основе реактивных индукторных двигателей в среде MatLab Simulink // Проектирование инженерных и научных приложений в среде MATLAB: труды V международной научной конференции. – Харьков, 11–13.05.2011 – Харьков: Изд-во Национального технического университета «Харьковский политехнический институт», 2011. – С. 404–424. URL: <https://matlab.ru/upload/resources/EDU%20Conf/pp%20404-424%20Ljubarskiy.pdf> (дата обращения 25.09.2019).
41. Study of a 3 phase (6/4) switched reluctance motor control / N.D. Irimia, A. Simon, L. Livadaru, S. Vlasceanu, O. Dabija, A.M. Mihai // Buletinul AGIR. – Iasi, Romania, 2011. – P. 129–134.
42. Павлов Д.О., Кузнецов Е.М. Бездатчиковое определение скорости в электроприводе установок электроцентробежных насосов // Актуальные вопросы энергетики. – Омск: Изд-во Омского государственного технического университета, 2016. – С. 147–153.
43. Чавылалов М.В. Бездатчиковое определение положения ротора в системе управления вентильно-индукторного электропривода: дис. ... канд. техн. наук. – Ростов-на-Дону, 2013. – 115 с.
44. Результаты опытно-промышленных испытаний энергоэффективных УЭЦН ЗАО «Новомет-Пермь» / М.С. Попов, Е.Г. Ветехин, М.Н. Каверин, В.П. Тарасов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 63–74.
45. Мордвинов В.А., Турбаков М.С. К методике выбора электроцентробежных насосов при эксплуатации нефтедобывающих скважин // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. – 2009. – Т. 8. – № 4. – С. 59–67.
46. Алгоритмы управления и обеспечение устойчивости системы резервного питания частотно-регулируемого электропривода от сети постоянного тока / В.В. Вдовин, Д.П. Вислогузов, В.А. Клан, Д.А. Котин, В.В. Панкратов, А.В. Сметанников // Электротехника. – 2015. – Т. 86. – № 8. – С. 54–58.
47. Нос О.В., Волков В.Ю., Клан В.А. Векторное управление электроприводом переменного тока с многоуровневым преобразователем частоты на базе n-мостов // Электротехника. – 2019. – Т. 90. – № 4. – С. 13–19.

Поступила 30.09.2019 г.

Информация об авторах

Однокопылов Г.И., доктор технических наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

Букреев В.Г., доктор технических наук, профессор, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

Розаев И.А., ассистент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

UDC 621.355.8: 62–503.55:62–83:621.313.29:004.94

RESEARCH OF FAULT-TOLERANT SWITCHED-RELUCTANCE MOTOR OF ELECTRICAL OIL PUMP

Georgy I. Odnokopylov¹,
OGLz@yandex.ru

Viktor G. Bukreev¹,
Bukreev@tpu.ru

Ivan A. Rozaev¹,
Veazor@tpu.ru

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

The relevance. Nowadays oil production is one of the priority areas of industrial development in the country. It leads to requiring further research related to increasing the efficiency of the electric motor included in the installation of the centrifugal pump. The emergency failure of an electrical motor entails to well shutdown, which leads to significant economic losses. Therefore, ensuring the fault tolerance of the executive motor is one of the most important tasks for oil and gas complex. To eliminate well shutdown and ensure production continuity in the event of a motor phase failure, it is necessary to use a promising type of electromechanical energy converter such as a switched-reluctance motor. It is crucial issue to develop and improve control systems and implement fault-tolerant control algorithms which currently have not found application in oil production.

The main aim of the research is to investigate the operation possibilities of the switched-reluctance electric motor in emergency non-phase operation modes; to develop fault-tolerant control algorithms to preserve and restore the operability of the switched-reluctance motor with single and multiple failures of power circuits.

Object of the research is three-phase switched-reluctance motor of pump in non-phase operation modes, operated in oil production.

Methods: mathematical theory of electric machines; numerical methods used in description of dynamic electrical, mechanical and magnetic processes; mathematical modeling and programming in MathCad and Matlab Simulink.

Results. The authors have developed the mathematical and simulation model of a fault-tolerant three-phase switched-reluctance drive, obtained and analyzed the pressure-flow characteristics of operation in an emergency non-phase mode using algorithms of fault-tolerant control of a switched-reluctance motor.

Key words:

Switched-reluctance motor, phase failure, fault-tolerant electric drive, fault-tolerant control algorithm, pressure-flow pump characteristics.

REFERENCES

1. Rossiyskiy rynek nefteservisnykh uslug 2014. Analiticheskiy obzor [Russian oil and gas services market 2014. Analytical Review]. Ed. by E. Mirolyubova. Moscow, RBK Publ., 2014. 218 p.
2. Ivanovskiy V.N. Analiz sovremennogo sostoyaniya i perspektiv razvitiya skvaznykh nasosnykh ustanovok dlya dobychi nefti [Analysis of the current state and development prospects of downhole pumping units for oil production]. *Neftegaz Territory*, 2007, Iss. 11. pp. 36–47.
3. Stekolnikov Yu.I. *Zhivuchest system* [System survivability]. St-Petersburg, Politehnika Publ., 2002. 155 p
4. Bolovin E.V., Glazyrin A.S. Method for identifying parameters of submersible induction motors of electrical submersible pump units for oil production. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, Iss. 1, pp. 123–131. In Rus.
5. Odnokopylov G.I., Sarkisov D.Yu. Evaluation of breaking load parameters under shock wave loading for critical constructions of oil and gas sector facilities. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 3, pp. 85–95. In Rus.
6. Odnokopylov G.I., Shevchuk V.A., Dementyev Yu.N. Application of system analysis for providing reliability of electrical machines in diamond industry. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 5, pp. 131–140. In Rus.
7. Nguyen Kuang Kkhoa. Issledovanie elektromekhanicheskogo kompleksa: ventilno-indukturny elektropriwod – tsentrobezhny nasos [Research of electromechanical complex: switched reluctance drive – centrifugal pump]. *Letters of higher educational institutions. Electromechanics*, 2016, no. 4, pp. 55–64.
8. Ptakh G., Tsvetkov A., Kvyatkovsky I., Protasov D., Rogkov D. Ventilno-indukturny elektropriwod dlya nasosa GRAT-1800/67 [The switched-reluctance electric drive for the pump GRAT-1800/67]. *Notes of the Tula state university. Technical science*, 2010, no. 3, pp. 227–231.
9. Yasakov G.S., Agafonov V.V., Kostikov E.A. Pogruzhnoy ventilno-indukturny elektrodvigatel otkrytogo ispolneniya s universalnymi podshipnikami skolzheniya [Submersible open type switch reluctance drive with universal sleeve type bearing]. *Bulletin of Sevastopol National Technical University*, 2012, no. 132, pp. 50–53.
10. Odnokopylov G.I., Bragin A.D. Fault tolerant vector control of induction motor drive (Article number 012015). *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2014, vol. 66, no. 1, pp. 1–6.
11. Odnokopylov G.I., Rozaev I.A., Bragin A.D., Senkiv E.V. Sravnitelny analiz otkazoustoychivogo upravleniya asinkhronnogo i ventilno-indukturnogo elektropriroda [Comparative analysis of fault-tolerant control of an induction and switched-reluctance electric drive]. *Intellektualnye energosistemy: trudy IV Mezhdunarodnogo molodyozhnogo foruma* [Intelligent power systems: proceedings of the IV International Youth Forum]. Tomsk, 2016. pp. 89–93.
12. Odnokopylov G.I., Bragin A.D. Mathematical model of brushless DC motor in phase loss operation mode. *Applied Mechanics and Materials*, 2015, vol. 698, pp. 24–29.

13. Odnokopylov G.I., Bragin A.D. Algorithms of fault tolerant control of induction motor electric drive in phase loss operate mode. *2015 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON): proceedings*. Omsk, May 21–23, 2015. Novosibirsk, 2015. pp. 1–5.
14. Ptah G.K. Ventilno-indukturny reaktivny elektropivod sredney i bolshoy moshchnosti: zarubezhny i otechestvenny opyt [Switched Reluctance Drive Medium and High Power: Foreign and Domestic Experience]. *Electrical equipment: network electronic scientific magazine*, 2015, vol. 2, no. 3, pp. 23–33.
15. Vigriyanov P.G. Energeticheskie kharakteristiki mnogofaznogo ventilnogo dvigatelya v normalnykh i avariynnykh rezhimakh [Energy characteristics of a multiphase valve motor in normal and emergency conditions]. *Ventilnye elektromekhanicheskie sistemy s postoyannymi magnitami. Vsesoyuznaya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya. Tezisy dokladov* [All-Union Scientific and Technical Conference. Valve Electromechanical Systems with Permanent Magnets: report thesis]. Moscow, 1989. pp. 14.
16. Kuznetsov V.A., Kuzmichev V.A. *Ventilno-indukturnye dvigateli* [Switched-reluctance motors]. Moscow, MEI Publ., 2003. 70 p.
17. Alyamkin D.I. *Razrabotka i issledovanie dvukhfaznogo ventilno-indukturnogo elektropivoda nasosov goryachego vodosnabzheniya*. Dis. Kand. nauk [Development and research of a two-phase switched-reluctance electric drive of hot water pumps. Cand. Diss.]. Moscow, 2011. 229 p.
18. Braslavsky I., Ishmatov Z., Plotnikov Y., Erman G. About the using of capacitive energy storages in the frequency-controlled electric drives. *Proceeding of Symposium on Power Electronics, Electric Drives, Automation and Motion*. Taormina, Italy, 2012. pp. 920–925.
19. Ishmatov Z., Plotnikov I., Braslavsky I. About application perspective of capacitive energy storage in the frequency-controlled electric drive. *9th International Conference on Power Drives Systems, ICPDS 2016*. Perm, 2016. pp. 123–127.
20. Plotnikov I., Polyakov V., Postnikov N. Single-Loop Control System for Energy Storage Device in the Frequency-Controlled Electric Drive. *2018 X International Conference on Electrical Power Drive Systems (ICEPDS)*. Ekaterinburg, 2018. pp. 1–5.
21. Polyakov V., Plotnikov I., Postnikov N. Three-Loop Control System of Energy Storage Device in the Frequency-Controlled Electric Drive. *2019 26th International Workshop on Electric Drives: Improvement in Efficiency of Electric Drives (IWED)*. Moscow, 2019. pp. 1–5.
22. Odnokopylov G.I. *Metody i algoritmy otkazoustoychivogo upravleniya elektropivodami opasnykh proizvodstvennykh ob'ektov*. Dis. Dokt. nauk [Methods and algorithms of fault-tolerant control of electric drives of industrial production. Dr. Diss.]. Tomsk, 2017. 343 p.
23. Krishnan R., Lim H.S. Novel measurement disturbance rejection current control for linear switched reluctance motor drives. *Conference record – IAS annual meeting (IEEE industry applications society)*. Blacksburg, VA, Virginia Tech, 2007. pp. 2226–2233.
24. Odnokopylov G.I., Rozayev I.A. Formation of failure matrix and failure-free control algorithm for multi-sectioned Switched-reluctance drive (Article number 012035). *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2014, vol. 66, no. 1, pp. 1–7.
25. Odnokopylov G.I., Rozaev I.A. Fault-tolerant control algorithms of switched-reluctance motor drive in open-phase modes. *IFOST-2016: 11th International Forum on Strategic Technology*. Novosibirsk, 1–3 June 2016. Novosibirsk, Novosibirsk State Technical University, 2016. Vol. 2, pp. 140–144.
26. Popov M.M., Maniv O. Simulation of an autonomous power supply system based on lithium-iron-phosphate (LiFePO₄). *MATEC web of conferences: 5th International Youth Forum. Smart Grids 2017: proceedings*. Tomsk, October 9–13, 2017. pp. 01060. DOI: 10.1051/mateconf/201714101060
27. Shevchuk V.A., Muravlev O.P. Analysis of failure-free operation probability for electrical machines in the diamond industry. *Mining equipment and electrical engineering*, 2018, vol. 4, no. 138, pp. 39–46. In Rus.
28. Tkachuk R.Yu., Glazyrin A.S. The principle of control system building a fault-tolerant induction drive. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 5. pp. 105–109. In Rus.
29. Nugayev I.F., Iskuzhin R.V. Kompleks matematicheskikh modeley dlya resheniya zadach sinteza algoritmov upravleniya protsessami v nefteobryvayushchikh skvazhinakh [A complex of mathematical models for solving the problems of synthesis of process control algorithms in oil wells]. *Bulletin of the Ufa State Aviation Technical University*, 2012, vol. 7, pp. 36–44.
30. Aleksandrovskiy S.V., Petrenko Yu.N. Razrabotka matematicheskoy i imitatsionnoy modeli ventilno-indukturnogo dvigatelya [Development of mathematical and simulation models of switched-reluctance motor]. *Energetika. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy i energeticheskikh ob'edineniy SNG*, 2011, vol. 2, pp. 15–22.
31. Shul'gina Y.V., Kostina M.A., Soldatov A.I., Soldatov A.A., Sorokin P.V. Investigating Measurement Errors in Dual-Frequency Probing Technique by Mathematical Modeling. *Russian Journal of Nondestructive Testing*, 2019, vol. 55, no. 1, pp. 15–21.
32. Miller T.J. *Switched reluctance motors and their control*. Virginia, Oxford Magna Physics Publishing and Clarendon Press, 1993. 205 p.
33. Ruba M., Anders M. Fault Tolerant Switched Reluctance Machine Study. *Proceedings of the International Conference on Power Electronics, Intelligent Motion and Power Quality (PCIM '2008)*. Nurnberg, Germany, 2008. 6 p.
34. Temirev A.P. *Matematicheskoe modelirovanie. Proektirovanie i eksperimentalnoe opredelenie parametrov ventilno-indukturnykh elektropivodov*. Monografiya [Math modeling. Design and experimental determination of the parameters of switched-reluctance electric drives. Monograph]. Novocherkassk, LIK Publ., 2011. 794 p.
35. Nugayev I.F., Iskuzhin R.V. Dinamicheskaya model nefteobryvayushchey skvazhiny na baze UETs'n kak ob'yekta upravleniya [A dynamic model of an oil well based on the EEC as a control object]. *Neftegazovoe delo*, 2012, vol. 5, pp. 31–46.
36. Nugayev I.F., Iskuzhin R.V. A complex of mathematical models for the synthesis of process control algorithms in oil wells. *Bulletin of USATU*, 2012, vol. 16, no. 8 (53), pp. 36–44. In Rus.
37. Gerling D., Schramm A. Evaluation and Comparison of Fault Tolerant Switched Reluctance Machines for a Specific Application. *Proc. of the 9th Spanish-Portuguese Congress on Electrical Engineering (9CHLIE)*. Marbella, Spain, 2005, 5 p.
38. Nguyen Kuang Kkhoa. A method of simulation of the switched reluctance motors using programs Elcut and Matlab Simulink. *University News. Electromechanics*, 2016, no. 2, pp. 73–79.
39. Chernykh I.V. *Modelirovanie elektrotekhnicheskikh ustroystv v MATLAB, SimPowerSystems i Simulink* [Modeling of electrical devices in MATLAB, SimPowerSystems and Simulink]. Moscow, DMK Press; St-Petersburg, Piter Publ., 2008. 288 p.
40. Lyubarskiy B.G., Ryabov E.S. Modelirovanie elektropivodov na osnove reaktivnykh indukturnykh dvigateley v srede MatLab Simulink [Modeling electric drives based on jet induction motors in MatLab Simulink environment]. *Proektirovanie inzhenernykh i nauchnykh prilozheniy v srede MATLAB. Trusy V Mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii* [Design of engineering and scientific applications in MATLAB. Proc. of the V International scientific conference]. Kharkov, 11–13 May 2011. Kharkov, National Technical University «Kharkov Polytechnic Institute», 2011. pp. 404–424. Available at: <https://matlab.ru/upload/resources/EDU%20Conf/pp%20404-424%20Ljubarskiy.pdf> (accessed 25 September 2019).

41. Irimia N.D., Simon A., Livadaru L., Vlasceanu S., Dabija O., Mihai A.M. Study of a 3 phase (6/4) switched reluctance motor control. *Buletinul AGIR*. Iasi, Romania, 2011. pp. 129–134.
42. Pavlov D.O., Kuznetsov E.M. Bezdatnikovoe opredelenie skorosti v elektroprivode ustanovok elektrosentrobezhnykh nasosov [Sensorless speed detection in the electric drive of electric centrifugal pump installations]. *Aktualnye voprosy energetiki* [Actual issues of power engineering]. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 2016. pp. 147–153.
43. Chavylalov M.V. Bezdatnikovoe opredelenie polozheniya rotora v sisteme upravleniya ventilno-induktorogo elektroprivoda. Dokt. Dis. [Sensorless positioning of the rotor in the control system of a switched-reluctance electric drive. Dr. Diss.]. Rostov-on-Don, 2013. 115 p.
44. Popov M.S., Vetokhin E.G., Kaverin M.N., Tarasov V.P. Rezultaty opytno-promyshlennykh ispytaniy energoeffektivnykh UECN ZAO «Novomet-Perm» [Results of pilot tests of energy-efficient ESPs of «Novomet-Perm» CJSC]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2012, no. 3, pp. 63–74.
45. Mordvinov V.A., Turbakov M.S. K metodike vybora elektrosentrobezhnykh nasosov pri ekspluatatsii neftedobyvayushchikh skvazhin [On the methodology for selection of electric centrifugal pumps during the operation of oil wells]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Geologiya, geoinformatsionnye sistemy, gorno-neftyanoe delo*, 2009, vol. 8, no. 4, pp. 59–67.
46. Vdovin V.V., Visloguzov D.P., Clan V.A., Kotin D.A., Pankratov V.V., Smetannikov A.V. Control algorithms and stability of direct current backup power supply for a frequency-controlled electric drive. *Russian Electrical Engineering*, 2015, vol. 86, Iss. 8, pp. 485–489. DOI: 10.3103/S106837121508012X.
47. Nos O.V., Volkov V.Y., Klan V.A. Vector control for an AC drive with a multilevel frequency converter based on an N-bridge. *Russian Electrical Engineering*, 2019, vol. 90. no. 4, pp. 304–309.

Received: 30 September 2019.

Information about the authors

Georgy I. Odnokopylov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Victor G. Bukreev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Ivan A. Rozaev, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 624.131.35

ОБ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СТАТИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ГРУНТОВ

Латыпов Айрат Исламгалиевич¹,
airatlat@mail.ru

Яббарова Екатерина Николаевна¹,
yabbarova.en@mail.ru

¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет,
Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5.

Актуальность исследования обусловлена все более возрастающим использованием метода статического зондирования грунтов, изменением требований к проектированию фундаментов в современном строительстве, а также выявленным существенным расхождением физико-механических характеристик грунтов, определенных по данным статического зондирования согласно таблицам СП 11–105, и данных лабораторных испытаний.

Цель: выполнение сравнительного анализа данных лабораторных исследований с данными статического зондирования на исследуемой территории.

Объекты: грунтовое основание фундаментов жилого комплекса по ул. Родина г. Казани.

Методы: анализ отечественного и зарубежного опыта, статическое зондирование грунтов, лабораторные исследования физико-механических свойств грунтов, статистическая обработка результатов испытаний.

Результаты. На примере площадки строительства комплекса жилых 9–25-ти этажных домов в г. Казани показана невозможность использования таблиц СП 11–105 для определения механических характеристик ряда грунтов. Данный вывод сделан на основании обработки результатов 125 точек статического зондирования, пройденных до глубин 20 м, проходки 59 скважин глубиной до 40 м, а также лабораторных испытаний образцов грунта с определением прочностных и деформационных свойств. Сравнительный анализ данных полевых и лабораторных исследований для различных инженерно-геологических элементов на исследуемой площадке показал, что значения прочностных и деформационных характеристик грунтов, определенных с помощью метода статического зондирования, получаются существенно завышенными, а несущая способность свай заниженной. Решить данную проблему предлагается с помощью создания территориальных строительных норм в области статического зондирования грунтов для г. Казани и Республики Татарстан. Это позволит повысить точность инженерно-геологических изысканий и увеличить экономическую рентабельность строительства.

Ключевые слова:

Грунт, статическое зондирование, территориальные строительные нормы, Казань, Республика Татарстан.

Введение

На сегодняшний день город Казань является одним из крупнейших промышленных, культурных и торговых центров в Поволжье. В городе ведется активное строительство новых и реконструкция существующих районов, строятся мосты, транспортные развязки и тоннели, сооружения метрополитена. Также наблюдается тенденция к освоению территорий со сложными инженерно-геологическими условиями. Активно застраиваются и другие города Республики Татарстан. Это обуславливает появление новых, все более сложных требований, предъявляемых проектными организациями к изыскателям.

Основные закономерности формирования инженерно-геологических условий города Казани систематизированы в работе [1]. Позднее, начиная с 2008 г., коллективом кафедры общей геологии и гидрогеологии Казанского федерального университета совместно с ОАО «Казанский трест инженерно-строительных изысканий» на основании обобщения данных более чем 1000 скважин была создана постоянно действующая модель (ПДМ) геологической среды г. Казани [2].

Каждый элемент ПДМ имеет строгую привязку как в плане, так и по глубине, связанную с ним базу данных физико-механических свойств грунтов, их генетическую привязку, положение относи-

тельно уровня грунтовых вод и т. д. Возможности ПДМ позволяют проводить сортировку инженерно-геологических элементов по какому-либо заданному признаку, выполнять статистическую обработку, проводить интерполяции, пространственные операции и т. п. Это позволило построить серию инженерно-геологических, геоморфологических, гидрогеологических карт, карт развития опасных геологических процессов и т. п. ПДМ неоднократно была использована для решения различных практических задач [3, 4].

На момент создания ПДМ задачи внесения в ее структуру данных полевых исследований не ставилось. Вместе с тем в настоящий момент, согласно действующим нормативным документам в строительстве СП 22.13330 [5] для зданий I и II уровня ответственности, значения лабораторных характеристик необходимо уточнять результатами полевых исследований. Наиболее популярным полевым методом при проведении инженерно-геологических изысканий является метод статического зондирования грунтов. Ограниченность применения данного метода для определения физико-механических характеристик обусловлена тем, что они рассчитываются на основании корреляционных таблиц (приложение И, часть I, СП 11–105 [6]), составленных для всей территории Российской Федерации. Это приводит к тому, что расхождение

между результатами полевых и лабораторных исследований имеет недопустимые границы, которые выявлены в работах И. Рыжкова и О. Исаева [7], Р. Зиянгирова и В. Каширского [8], Г. Болдырева [9] и др.

Градостроительным кодексом Российской Федерации субъектам федерации предоставлено право разрабатывать и утверждать территориальные строительные нормы (ТСН), которые состояются с учетом природно-климатических, социально-демографических, экономических и иных особенностей субъекта Российской Федерации.

На сегодняшний день создание и использование ТСН признано наиболее эффективным способом развития инженерных изысканий, позволяющим повысить их достоверность, снизить трудоемкость и стоимость.

Подобный подход активно используется как в России, так и за рубежом.

Так, Г. Болдырев, Г. Болдырев и др. предложили для групп, объединяющих грунты различного вида, происхождения и возраста, использовать различные корреляционные уравнения, отличающиеся номенклатурой входящих в них переменных, величиной коэффициентов, наличием нелинейных зависимостей [10, 11]. Р. Зиянгиров и В. Каширский предлагают использовать для моренных суглинков зависимость штампового модуля деформации от лобового сопротивления погружению зонда [8]. Г. Болдырев, В. Барвахов и др. в настоящий момент разрабатывают новый подход к оценке инженерно-геологических условий, при котором метод статического зондирования грунтов используется для построения моделей неоднородности грунтового массива [12].

Зарубежные исследования в большинстве посвящены проблеме поиска корреляционных уравнений между сопротивлением погружению зонда q_c и деформационными характеристиками, в частности, модулем деформации E_{oed} .

Так, Т. Lunne, Н. Christophersen предложили следующую зависимость для компрессионного модуля деформации нормально консолидированных молодых и несцементированных силикатных песков [13]:

$$E_{oed} = 4q_c \text{ для } q_c < 10 \text{ МПа.}$$

К. Senneset et al. нашли зависимость между скорректированным значением лобового сопротивления зонда и компрессионным модулем деформации, используя корреляционный коэффициент α_{oed} [14].

А. Meighth утверждает, что α_{oed} находится в диапазоне от 2 до 8 [15], в то время как Р. Маупе говорит о том, что этот коэффициент равен 8 [16].

В зависимости от вида грунта в работе Г. Sanglerat коэффициент α_{oed} изменяется от 1 до 8 при лобовом сопротивлении в диапазоне от 0,7 до 2,0 МПа [17].

Г. Jones, Е. Rust нашли для аллювиальных глинистых грунтов Южной Африки значение коэффициента $\alpha_{oed} = 2,75 \pm 0,55$ [18].

Г. Sanglerat et al. показал, что коэффициент α_{oed} зависит от числа пластичности и содержания природной влажности в широком диапазоне глинистых и органо-минеральных грунтов, основываясь на данных измерений q_c [19].

Корреляция, предложенная F. Kulhawy, Р. Маупе, имеет более общую форму и не зависит от вида грунта или величины лобового сопротивления, и имеет вид [20]:

$$E_{oed} = 8,25(q_t - \sigma_{vo}),$$

где q_t – лобовое сопротивление; σ_{vo} – напряжение от собственного веса грунта.

Все это говорит о том, что актуальность использования метода статического зондирования для решения самого широкого круга инженерно-геологических и геотехнических задач очень высока.

Область исследования

Авторами в настоящий момент начата работа по включению в ПДМ г. Казани данных статического зондирования грунтов с построением корреляционных зависимостей между лабораторными и полевыми определениями характеристик грунтов, что позволит в перспективе перейти к созданию территориальных строительных норм по статическому зондированию грунтов для Республики Татарстан.

Для апробации был выбран участок по ул. Родины в г. Казани с проектируемой и действующей застройкой (рис. 1). В 2016–2017 гг. на участке было пробурено более 59 скважин глубиной до 40 м, пройдено 125 точек статического зондирования (СЗ), выполнен комплекс лабораторных определений физико-механических свойств грунтов.

В геоморфологическом отношении исследуемая территория расположена в пределах III надпойменной террасы левобережья р. Волга. Площадь участка составляет 0,21 км². Поверхность участка относительно ровная, характеризуется абсолютными отметками 91,1–92,3 м, с незначительным уклоном с востока на запад.

На исследуемой территории был запроектирован и в настоящий момент возводится жилой комплекс, включающий 19 домов переменной этажности (от 9 до 25 этажей), школа, детский сад и объекты инфраструктуры. Схема расположения контуров зданий и пройденных инженерно-геологических скважин показана на рис. 2.

В геологическом строении площадки изысканий принимают участие современные техногенные отложения, среднечетвертичные аллювиально-делювиальные отложения, представленные суглинками и глинами полутвердыми и тугопластичными, суглинками и супесями твердыми, супесью пластичной, а также песком пылеватым, мелким и средней крупности. Схематический разрез территории показан на рисунке рис. 3.

Основной водоносный горизонт в пределах исследуемого участка залегает на глубинах 29–30 м от поверхности и приурочен к неоген-четвертичному аллювиальному комплексу. Состав вод преиму-

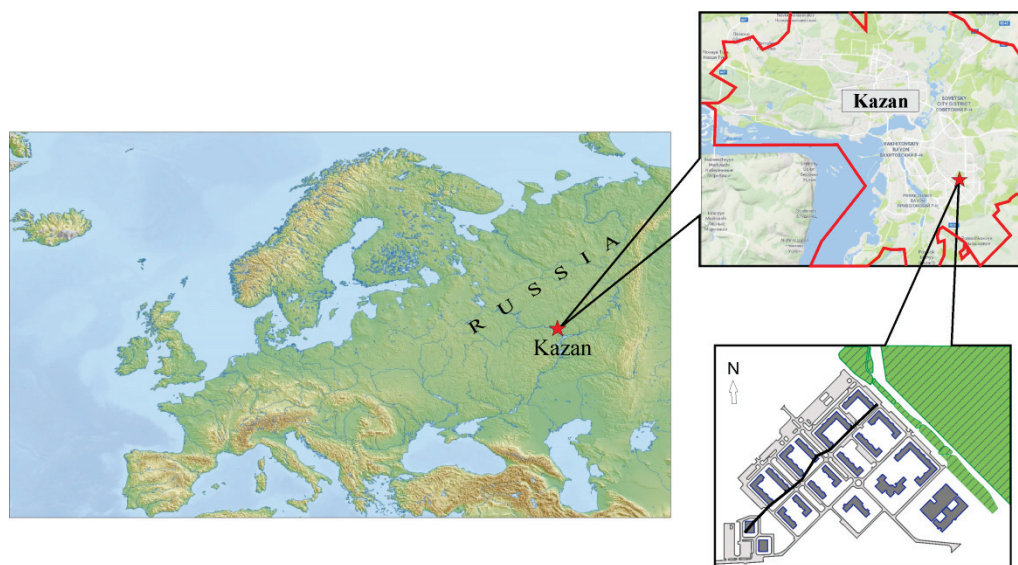


Рис. 1. Схема расположения исследуемого участка

Fig. 1. Location of the object under study

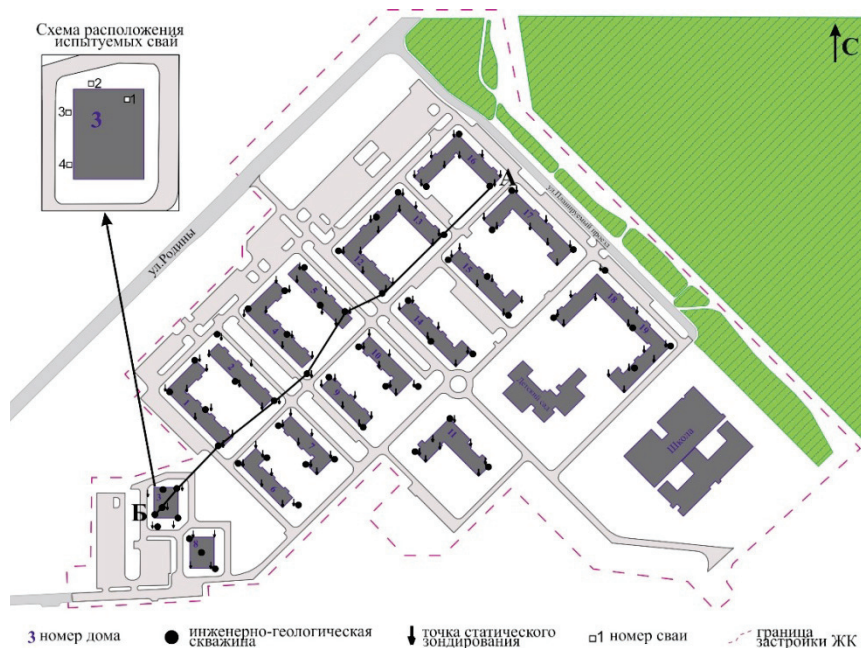


Рис. 2. Схема расположения элементов застройки и точек полевых работ

Fig. 2. Scheme of location of the buildings and the points of field work

щественно хлоридно-гидрокарбонатный. Локально развита верховодка.

На исследуемой площадке было пройдено 125 точек статического зондирования, на основании которых, согласно Приложению И, СП 11–105, было выполнено определение угла внутреннего трения, удельного сцепления и модуля деформации грунтов для каждого инженерно-геологического элемента. Эти же механические характеристики были определены в лабораторных условиях при испытаниях на компрессионное сжатие и одноплоскостной срез. Результаты определений по

полевым и лабораторным данным приведены в табл. 1.

Процентное расхождение между лабораторными и полевыми определениями сведено в табл. 2.

Как можно увидеть, имеет место существенное расхождение значений модуля деформации, угла внутреннего трения и удельного сцепления.

Причиной подобного расхождения является, как отмечалось выше, наличие в таблицах нормативных документов значений, полученных для всей территории РФ и, как следствие, отсутствие учета региональных факторов.

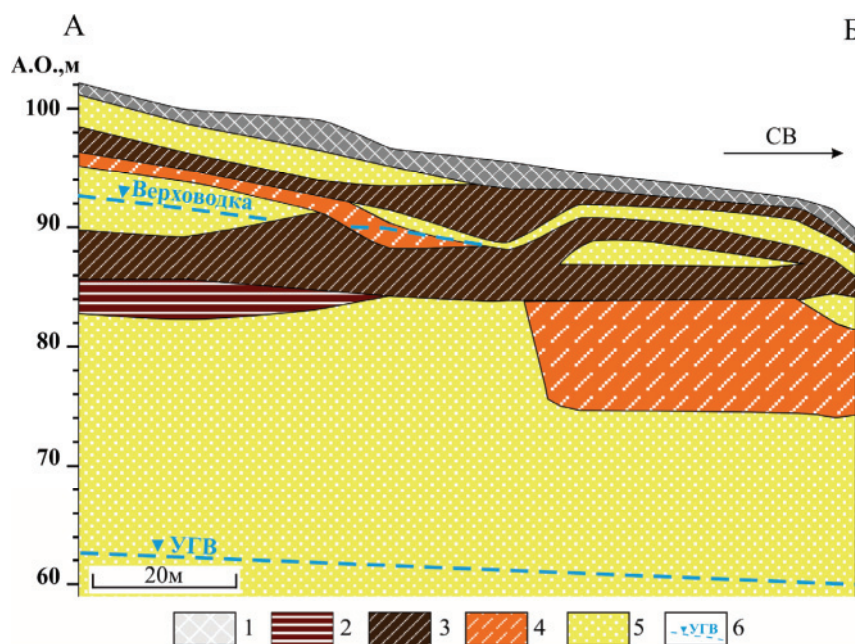


Рис. 3. Схематический инженерно-геологический разрез по линии А–Б (положение линии разреза показано на рис. 2). 1) насыпной грунт; 2) глина тугопластичная, ИГЭ 2б; 3) суглинок тугопластичный, ИГЭ 3б; 4) супесь твердая, ИГЭ 4а; 5) песок мелкий, ИГЭ 6; 6) уровень грунтовых вод

Fig. 3. Schematic engineering-geological section along the А–Б line (the section line location is shown in Fig. 2). 1) fill-up soil; 2) firm-stiff clay EGE 2b; 3) firm-stiff loam EGE 3b; 4) sandy loam EGE 4a; 5) fine grained sand EGE 6; 6) groundwater level

Таблица 1. Значения механических характеристик грунтов по лабораторным данным и результатам статического зондирования

Table 1. Values of mechanical characteristics of soils according to laboratory tests and the results of cone penetration tests

ИГЭ/Engineering geological element	Наименование грунта Name of soil	По лабораторным данным According to laboratory tests			По данным СЗ According to Cone Penetration Tests (СП 11–105)		
		E, МПа	φ , °	c, МПа	E, МПа	φ , °	c, МПа
2а	Глина полутвердая Stiff clay	45,2	13,00	0,06	38,7	23,02	0,05
2б	Глина тугопластичная Firm-stiff clay	18,3	11,01	0,02	35,4	21,09	0,05
3а	Суглинок полутвердый Stiff clay loam	28,2	15,21	0,05	39,5	25,37	0,04
3б	Суглинок тугопластичный Firm-stiff clay loam	14,9	12,43	0,03	19,0	21,88	0,03
3в	Суглинок мягкопластичный Soft-firm clay loam	11,4	9,82	0,02	16,2	20,48	0,02
4а	Супесь твердая Very stiff sandy loam	26,9	13,00	0,01	Значения отсутствуют No values		
4б	Супесь пластичная Very soft-stiff sandy loam	21,3	16,00	0,01			
4в	Супесь текучая Very soft sandy loam	18,5	18,00	0,01			

Дополнительно необходимо добавить, что для ИГЭ 4а и 4б в нормах [6] вообще отсутствует возможность определения характеристик грунтов по данным статического зондирования.

С подобной проблемой изыскатели Республики Татарстан сталкиваются практически при проведении всех изысканий, связанных с необходимо-

стью интерпретации данных статического зондирования. Большинство изыскателей отмечает, что значения механических характеристик, полученных при зондировании, получается всегда выше, чем полученных прямыми лабораторными методами. Это подтверждается и изучением рассматриваемого жилого массива. В нашем случае (табл. 1) имеет место завышение по модулю деформации до 93,4 %, по углу внутреннего трения до 108 %, по удельному сцеплению до 150 % (табл. 2). Очевидно, говорить в таком случае о применимости метода статического зондирования для определения или уточнения прочностных и деформационных параметров грунтов не приходится.

Таблица 2. Сравнительный анализ значений механических характеристик

Table 2. Comparative analysis of values of mechanical characteristics

ИГЭ Engineering geological element	Наименование Name of soil	Расхождение, % Divergence, %		
		E, МПа	φ , °	c, МПа
2а	Глина полутвердая Stiff clay	14,3	77	16,6
2б	Глина тугопластичная Firm-stiff clay	93,4	91,5	150
3а	Суглинок полутвердый Stiff clay loam	40	66,8	20
3б	Суглинок тугопластичный Firm-stiff clay loam	27,5	76	Совпадают Match up
3в	Суглинок мягкопластичный Soft-firm clay loam	42,1	108	

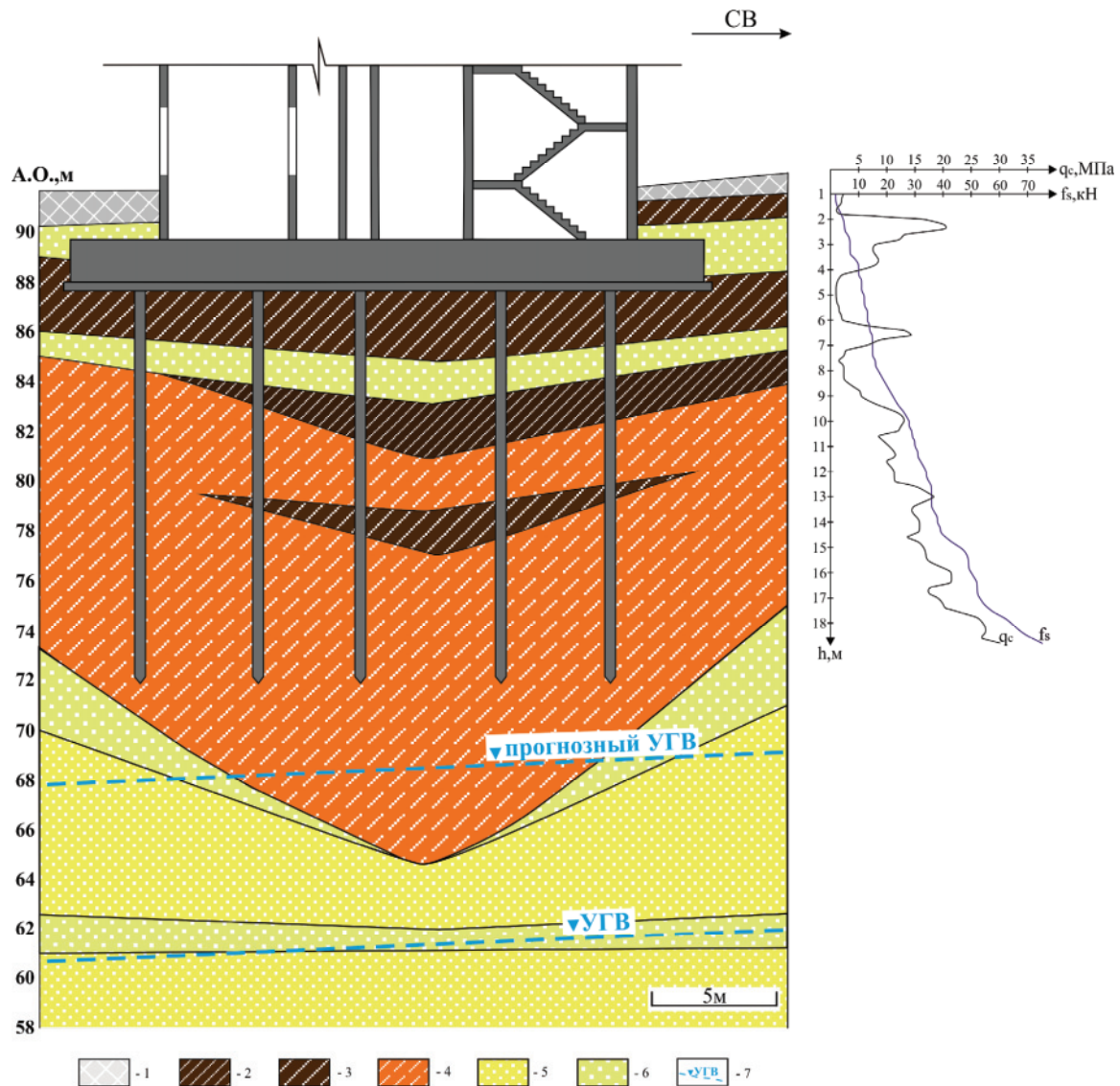


Рис. 4. Схема свайно-плитного фундамента жилого дома № 3 (расположение дома показано на рис. 2): 1) насыпной грунт; 2) суглинок полутвердый, ИГЭ 3а; 3) суглинок тугопластичный, ИГЭ 3б; 4) супесь пластичная, ИГЭ 4б; 5) песок мелкий, ИГЭ 6; 6) песок средней крупности, ИГЭ 7; 7) уровень грунтовых вод

Fig. 4. Scheme of the pile-plate foundation of the residential house № 3 (location of the residential house is shown in Fig. 2): 1) fill-up soil; 2) stiff loam EGE 3a; 3) firm-stiff loam EGE 3b; 4) very soft-stiff sandy loam EGE 4b; 5) fine grained sand EGE 6; 6) medium sand EGE 7; 7) groundwater level

Кроме выше обозначенной также существует проблема определения несущей способности свай на основании данных статического зондирования грунтов. В качестве примера можно привести 25-этажный дом № 3, местоположение которого показано на рис. 2. Принятый проектом тип фундамента – свайно-плитный. Схема фундамента приведена на рис. 4.

Ниже приводятся результаты определения несущей способности одиночной сваи F_d расчетным способом и по результатам статического зондирования.

В соответствии с СП 24.13330 «Свайные фундаменты» несущая способность свай F_d , работающей на сжимаемую нагрузку:

$$F_d = \gamma_c (\gamma_{cr} RA + U \sum f_i h_i \gamma_{cf}) = \\ = 1 \cdot (1 \cdot 12600 \cdot 0.09 \cdot 1.2 \cdot (63 + 227 + 280 + 650) \cdot 1) = \\ = 2234.4 \text{ кН},$$

где γ_c – параметр, характеризующий условия работы свай в грунтовом основании; R – сопротивление грунта, залегающего непосредственно под острием сваи, кПа; A – площадь поперечного сечения сваи, м²; γ_{cr} – параметр, характеризующий условия работы грунтового основания под острием сваи; U – периметр поперечного сечения сваи, м; f_i – сопротивление i -го слоя грунтового основания на контакте с боковой по-

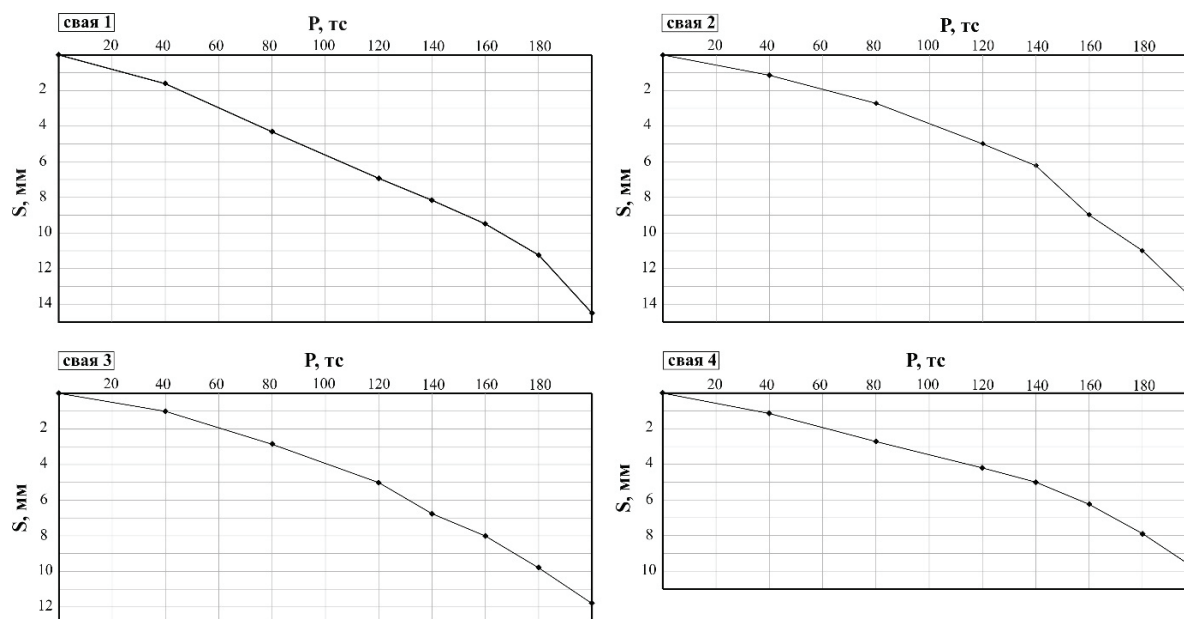


Рис. 5. Графики испытаний свай статической нагрузкой (схема расположения испытываемых свай показана на рис. 2)

Fig. 5. Diagrams of pile tests under static load (the location of the piles is shown in Fig. 2)

верхностью свай, кПа; h_i – толщина i -го слоя грунта на контакте с боковой поверхностью свай, м.

Несущая способность свай F_d по результатам статического зондирования:

$$F_d = \frac{\gamma_c (R_s A + f h U)}{\gamma_g} = \frac{1 \cdot (6350 \cdot 0,09 \cdot 46,5 \cdot 20 \cdot 1,2)}{1} = 1687,5 \text{ кН},$$

где R_s – максимально допустимое сопротивление грунта под острием свай, кПа; f – среднее значение максимально допустимого сопротивления грунта на боковой поверхности свай, кПа; h – расстояние от поверхности до нижнего конца свай, м.

Очевидно существенное расхождение между двумя методами. Общеизвестно, что результаты, полученные методом статического зондирования, должны иметь более близкие к реальным значения. Однако полевые испытания свай (рис. 5) показали, что несущая способность свай во всех испытаниях существенно выше 2000 кН, тогда как по результатам статического зондирования в исследуемой точке $F_d = 1688$ кН.

Все это говорит о том, что существующие корреляционные зависимости, на которых основана

обработка данных статического зондирования на территории Республики Татарстан, требуют корректировки.

Заключение

Существенное расхождение физико-механических характеристик грунтов, определенных по данным статического зондирования согласно таблицам СП 11–105, с данными прямых лабораторных испытаний показывает практическую неприменимость метода СЗ как для уточнения значений прочностных и деформационных свойств грунтов, так и для расчета несущей способности свай на территории Республики Татарстан.

Исследования, проведенные на площадке строительства комплекса жилых домов по ул. Родины г. Казани, показали, что значения прочностных и деформационных характеристик, полученных с помощью метода СЗ, получаются, как правило, существенно завышенными, а несущая способность свай заниженной.

Для решения данной проблемы наиболее перспективным является создание территориальных строительных норм для г. Казань и Республики Татарстан, что позволит повысить точность инженерно-геологических изысканий и увеличить экономическую рентабельность строительства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жаркова Н.И. Закономерности формирования инженерно-геологических условий г. Казани: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Екатеринбург, 2006. – 22 с.
2. Гидрогеологические и инженерно-геологические условия города Казани / А.И. Шевелёв, Н.И. Жаркова, И.А. Хузин, С.И. Поляков, Р.К. Галеев, И.А. Серебренникова, А.И. Латы-

пов, И.С. Нуриев, Ю.Р. Ахиярова, М.И. Мухамедшина. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2012. – 236 с.

3. Создание постоянно действующей модели геологической среды г. Казани для решения различных инженерно-геологических задач / Н.И. Жаркова, А.И. Латыпов, А.И. Шевелёв, И.А. Хузин // Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии: Материалы Все-

- русской конференции. – Томск: ТПУ, 2015. – Т. II. – С. 329–336.
4. Latypov A., Zharkova N., Voznesensky E. Zoning of the Kazan City territory by the stability of foundation soil during dynamic impact // *Advances and Trends in Engineering Materials and their Applications*. – 2017. – V. 2017-June. – P. 45–51.
 5. СП 22.13330. Основания зданий и сооружений. – М.: Минрегион России, 2016. – 162 с.
 6. СП 11–105. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. I. – М.: Изд-во ПНИИИС Госстроя России, 1997. – 47 с.
 7. Рыжков И.Б., Исаев О.Н. Статическое зондирование грунтов. – М.: Изд-во АСВ, 2010. – 496 с.
 8. Зиянгиров Р.С., Каширский В.И. Оценка деформационных свойств дисперсных грунтов по данным статического зондирования // *Основания, фундаменты и механика грунтов*. – 2005. – № 1. – С. 12–16.
 9. Болдырев Г.Г. Руководство по интерпретации данных испытаний методами статического и динамического зондирования для геотехнического проектирования. – М.: Изд-во ООО «Прондо», 2017. – 476 с.
 10. Болдырев Г.Г. Численное моделирование статического и бурового зондирования грунтов // *Геотехника*. – 2016. – № 4. – С. 58–74.
 11. Болдырев Г.Г., Каширский В.И., Мельников А.В. Об интерпретации данных статического зондирования грунтов // *Геотехника*. – 2016. – № 5. – С. 10–15.
 12. Комплексная технология инженерно-геологических изысканий / Г.Г. Болдырев, В.А. Барвапов, И.Х. Идрисов, О.В. Хрянина // *Вестник ПНИПУ*. – 2017. – Т. 8 – № 3. – С. 22–33.
 13. Lunne T., Christophersen H.P. Interpretation of cone penetrometer data for offshore sands // *15th Annual OTC in Houston*. – TX, 1983. – P. 181–192.
 14. Senneset K., Janbu N. Shear strength parameters obtained from static cone penetration tests // *ASTM STP 883, Symposium*. – San Diego, 1984. – P. 41–54.
 15. Meigh A.C. Cone penetration testing – methods and interpretation. – London: CIRIA, 1987. – 141 p.
 16. Mayne P.W. Stress-strain-strength-flow parameters from enhanced in-situ tests // *International Conference on In-Situ Measurement of Soil Properties and Case Histories*. – Bali, Indonesia, 2001. – P. 27–48.
 17. Sanglerat G. The penetrometer and soil exploration. – Amsterdam: Elsevier Publishing Company, 1972. – 488 p.
 18. Jones G.A., Rust E.A. Piezometer penetration testing CPTU // *2nd European Symposium on Penetration Testing*. – Amsterdam, 1982. – V. 2 – P. 607–613.
 19. Direct Soil Classification by Static Penetrometer with Special Friction Sleeve / G. Sanglerat, T. Nhim, M. Sejourne, R. Andina // *Proc of the First European Symposium on Penetration Testing*. – Stockholm, 1974. – V. 2.2. – P. 337–344.
 20. Kulhawy F.N., Mayne P.H. Manual on estimating soil properties for foundation design. – Palo Alto, USA: Electric Power Research Institute (EPRI) Press, 1990. – 306 p.

Поступила 12.02.2019 г.

Информация об авторах

Латыпов А.И., кандидат технических наук, доцент кафедры общей геологии и гидрогеологии Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета.

Яббарова Е.Н., аспирант кафедры общей геологии и гидрогеологии Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета.

UDC 624.131.35

ON INTERPRETATION OF THE DATA OF SOIL CONE PENETRATION TESTS

Airat I. Latypov¹,
airatlat@mail.ru

Ekaterina N. Yabbarova¹,
yabbarova.en@mail.ru

¹ Kazan (Volga Region) Federal University,
4/5, Kremlevskaya street, Kazan, 420004, Russia.

The relevance of the research is caused by the ever-increasing use of the method of cone penetration tests of soils, changing the requirements for design of foundations in modern construction and revealed significant discrepancy of physical and mechanical characteristics of the soils determined using cone penetration tests according to the tables of SP 11–105 and the data of laboratory tests.

The main aim of the research is the comparative analysis between laboratory studies and cone penetration tests in the study area.

Objects: soil basement of the foundations of a residential complex in Kazan, Rodina Street.

Methods: analysis of domestic and foreign experience, cone penetration tests of soils, laboratory studies of physical and mechanical properties of soils, statistical processing of test results.

Results. Using the example of the construction site for a complex of residential 9–25-storey houses in Kazan the authors have shown the impossibility of applying the SP 11–105 tables to determine the mechanical characteristics of a number of soils. This conclusion was made on the basis of processing the results of 125 points of cone penetration tests, passed to a depth of 20 m, drilling of 59 boreholes to a depth of 40 m, as well as laboratory tests of soil samples with determination of strength and strain properties. Comparative analysis of field and laboratory researches for various engineering-geological elements on the study area shown that the values of the strength and strain characteristics of soils obtained using the method of cone penetration test, are significantly overestimated, and the carrying capacity of the piles is underestimated. It is proposed to solve this problem by creating regional building standards in the field of cone penetration tests of soils for Kazan and the Republic of Tatarstan. This will improve the accuracy of engineering and geological surveys and increase the economic profitability of construction.

Key words:

Soil, cone penetration test, regional buildings standards, Kazan, Republic of Tatarstan.

REFERENCES

1. Zharkova N.I. *Zakonomernosti formirovaniya inzhenerno-geologicheskikh usloviy na territorii g. Kazani*. Avtoreferat Kand. nauk [Laws of formation of geotechnical conditions of the city of Kazan. Cand. Diss. Abstract]. Ekaterinburg, 2006. 22 p.
2. Shevelev A.I., Zharkova N.I., Khuzin I.A., Polyakov S.I., Galeev R.K., Serebrennikova I.A., Latypov A.I., Nuriev I.S., Akhiyarova Yu.R., Mukhamedshina M.I. *Gidrogeologicheskie i inzhenerno-geologicheskie usloviya goroda Kazani* [Hydrogeological and geotechnical conditions of the city of Kazan]. Kazan, Kazan University Publ., 2012. 236 p.
3. Zharkova N.I., Latypov A.I., Shevelev A.I., Khuzin I.A. Sozdanie postoyanno deystvuyushchey modeli geologicheskoy sredy g. Kazani dlya resheniya razlichnykh inzhenerno-geologicheskikh zadach [Development of a permanent geological environment model of Kazan city aimed to solve various engineering-geological problems]. *Sovremennye problemy gidrogeologii, inzhenernoy geologii i gidrogeoeologii Yevrazii. Materialy Vserossiyskoy konferentsii* [International Conference on Modern Problems of Hydrogeology, Geology Engineering and Hydrogeocology of Eurasia. Proc. of the All-Russian Conference]. Tomsk, TPU Publ., 2015. Vol. II, pp. 329–336.
4. Latypov A.I., Zharkova N.I., Voznesensky E. Zoning of the Kazan City territory by the stability of foundation soil during dynamic impact. *Advances and Trends in Engineering Materials and their Applications*, 2017, vol. 2017-June, pp. 45–51.
5. SP 22.13330. *Osnovaniya zdaniy i sooruzheniy* [Soil bases of buildings and structures]. Moscow, Minregion Rossii Publ., 2016. 162 p.
6. SP 11–105. *Inzhenerno-geologicheskie izyskaniya dlya stroitelstva* [Engineering geological site investigations for construction]. Moscow, PNIIS Gosstroya Rossii Publ., 1997. P. I, 47 p.
7. Ryzhkov I.B., Isaev O.N. *Staticheskoe zondirovaniye gruntov* [Cone Penetration Testing]. Moscow, ASV Publ., 2010. 496 p.
8. Ziangirov R.S., Kashirskii V.I. Use of static-penetration data to evaluate deformation properties of dispersive soils. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 2005, vol. 42, no. 1, pp. 15–21. In Rus.
9. Boldyrev G.G. *Rukovodstvo po interpretatsii dannykh ispytaniy metodami staticheskogo i dinamicheskogo zondirovaniya dlya geotekhnicheskogo proektirovaniya* [Guide to the Interpretation of Test Data by Static and Dynamic Sounding for Geotechnical Design]. Moscow, Prondo Publ., 2017. 476 p.
10. Boldyrev G.G. Numerical modeling of static penetration testing and drilling sending. *Geotekhnika*, 2016, vol. 4, pp. 58–74. In Rus.
11. Boldyrev G.G., Barvashov V.I., Melnikov A.V. On data interpretation of static probing of soils. *Geotekhnika*, 2016, vol. 5, pp. 10–15. In Rus.
12. Boldyrev G.G., Barvashov V.A., Idrisov I.Kh., Khryanina O.V. Integrated technology of geotechnical survey. *Vestnik PNIPU*, vol. 8, no. 3, pp. 22–33. In Rus.
13. Lunne T., Christophersen H.P. Interpretation of cone penetrometer data for offshore sands. *15th Annual OTC in Houston*. TX, 1983. pp. 181–192.
14. Senneset K., Janbu N. Shear strength parameters obtained from static cone penetration tests. In *Proceedings of ASTM STP 883, Symposium*. San Diego, 1984. pp. 41–54.
15. Meigh A.C. *Cone penetration testing – methods and interpretation*. London, CIRIA, 1987. 141 p.
16. Mayne P.W. Stress-strain-strength-flow parameters from enhanced in-situ tests. *International Conference on In-Situ Measurement of Soil Properties and Case Histories*. Bali, Indonesia, 2001. pp. 27–48.

17. Sanglerat G. *The penetrometer and soil exploration*. Amsterdam, Elsevier Publishing Company, 1972. 488 p.
18. Jones G.A., Rust E.A. Piezometer penetration testing CPTU. 2nd *European Symposium on Penetration Testing*. Amsterdam, 1982. Vol. 2, pp. 607–613.
19. Sanglerat G., Nhim T., Sejourne M., Andina R. Direct Soil Classification by Static Penetrometer with Special Friction Sleeve. *Proceedings of the First European Symposium on Penetration Testing*. Stockholm, 1974. Vol. 2.2, pp. 337–344.
20. Kulhawy F.N., Mayne P.H. *Manual on estimating soil properties for foundation design*. Palo Alto, USA, Electric Power Research Institute (EPRI) Press, 1990. 306 p.

Received: 12 February 2019.

Information about the authors

Airat I. Latypov, Cand. Sc., associate professor, Kazan (Volga Region) Federal University.

Ekaterina N. Yabbarova, assistant, Kazan (Volga Region) Federal University.

УДК 621.65

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СТРУЙНОГО АППАРАТА ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ С УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Сарачева Диана Азатовна¹,
sarachevadiana85@mail.ru

Вахитова Роза Ильгизовна¹,
roza-w@mail.ru

Уразаков Камил Рахматуллович²,
UrazakK@mail.ru

¹ Альметьевский государственный нефтяной институт,
Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью решения проблемы удаления газа, скапливающегося в затрубном пространстве нефтедобывающих скважин, на приеме погружного электроцентробежного насоса. Избыточное количество свободного газа в пространстве между обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами способствует образованию гидратных пробок, снижению динамического уровня в скважине, в результате чего может наступить срыв подачи и возможна полная остановка добычи нефти. Для откачки свободного газа предлагается использовать струйный аппарат при совместной эксплуатации с электроцентробежным насосом, при этом важно правильно рассчитать место расположения эжектора в скважине и диаметр сопла.

Цель: разработать и предложить методику расчета параметров струйного аппарата для оптимального режима совместной работы с электроцентробежным насосом.

Объект: струйный аппарат для удаления затрубного газа в скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов и имеющих высокий газовый фактор.

Методы. Поставленная проблема решалась на базе статистического анализа промысловых данных с применением информационных современных методов обработки результатов. Использован метод математического моделирования при расчете основных параметров струйного аппарата для обеспечения оптимального режима при их совместной работе с установками электроцентробежных насосов.

Результаты. Предложена математическая модель комплектования электроцентробежного насоса совместно со струйным аппаратом, предназначенным для откачки затрубного газа, в результате этого получены аналитические зависимости, определяющие оптимальные параметры и расчетные величины струйного аппарата, обеспечивающие устойчивую работу системы «электроцентробежный насос – струйный аппарат». Разработана методика расчета места расположения эжектора в скважине, эксплуатируемой установкой электроцентробежного насоса.

Ключевые слова:

Струйный аппарат, газожидкостная смесь, затрубное пространство, электроцентробежный насос, свободный газ, эжектор, пластовая жидкость, насосно-компрессорные трубы.

В процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин с применением электроцентробежного погружного насоса (ЭЦН) в последнее время для увеличения продуктивности добычи пластовой жидкости используются в общей комплектации эжекторы [1–4]. Эжекторы, входящие в состав установки ЭЦН, предназначены для отвода из затрубного пространства скопившегося газа (предотвращение образования гидратов, улучшение характеристик динамического уровня и рабочих давлений). При этом важно правильно выбрать и установить струйный аппарат по отношению к погружному насосу и устью скважины, это позволит увеличить добычу нефти и снизить возможность срывов подачи [5, 6].

На рис. 1 представлена общая схема расположения погружной установки ЭЦН и струйного аппарата, предназначенного для отбора свободного газа из межтрубного пространства добывающих

скважин. Пластовая жидкость вместе с растворенным или свободным газом поднимается к приему погружного насоса от забоя скважины, и в затрубное пространство сепарируется ограниченный объем газа. Газожидкостная смесь, газовая фаза в которой частично представлена растворенным в нефти газом, частично – не отсепарированным на приеме свободным газом, протекает через ЭЦН и затем по насосно-компрессорным трубам (НКТ) поднимается к приему струйного аппарата. Пластовая жидкость, попадая в сопло струйного аппарата, ускоряется, в приемной камере создается область пониженного давления, и газ из затрубного пространства нефтяной скважины устремляется в струйный аппарат. Внутри аппарата газожидкостная смесь (ГЖС) поступает в камеру смешения, а далее направляется на устье скважины.

В зависимости от технологических характеристик нефтедобывающей скважины (коэффициент

продуктивности, обводненность, давление пласта, газовый фактор) проводится расчет оптимальных параметров струйного аппарата (глубина спуска и диаметр сопла).

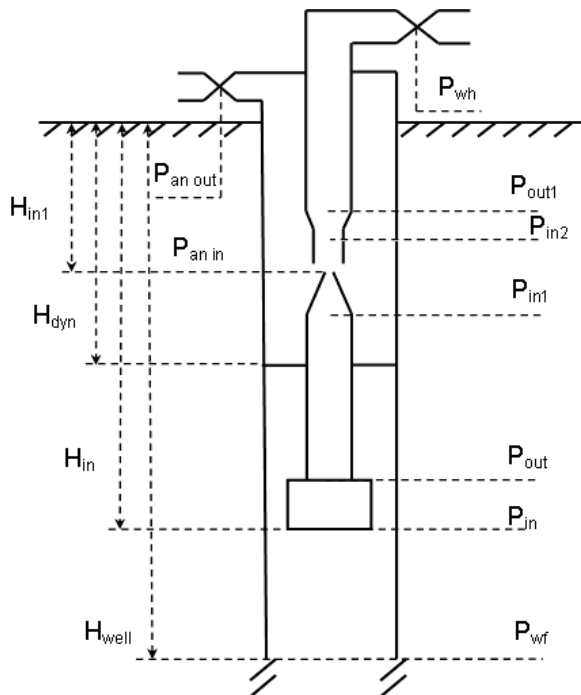


Рис. 1. Схема расположения струйного аппарата в погружной установке: P_{wh} – давление на уровне устья; $P_{an out}$ – устьевое давление скважины в затрубном пространстве; P_{out1} – давление газожидкостной смеси в диффузоре; P_{in2} – давление на входе в приемной камере; $P_{an in}$ – давление скопившегося газа в затрубном пространстве; P_{in1} – давление пластовой продукции у входа в струйный аппарат; P_{out2} – давление газожидкостной смеси на выходе из камеры смешения; P_{out} – давление на выходе из насоса; P_{in} – давление на приеме погружного насоса; P_{wf} – пластовое давление; H_{in1} – глубина установки струйного аппарата; H_{dyn} – динамический уровень; H_{in} – глубина спуска погружного насоса; H_{well} – глубина скважины

Fig. 1. Layout of the jet apparatus in the submersible installation: P_{wh} is the wellhead pressure; $P_{an out}$ is the pressure at the wellhead level in the annulus; P_{out1} is the pressure of gas-liquid mixture in the diffuser; P_{in2} is the inlet pressure in the receiving chamber; $P_{an in}$ is the accumulated gas pressure in the annulus; P_{in1} is the pressure of reservoir production at the entrance to the jet apparatus; P_{out2} is the pressure of the gas-liquid mixture at the outlet of the mixing chamber; P_{out} is the pressure at the outlet of the pump; P_{in2} is the submersible pump inlet pressure; P_{wf} is the reservoir pressure; H_{in1} is the depth of installation of the jet apparatus; H_{dyn} is the dynamic level; H_{in} is the depth of descent submersible pump; H_{well} is the well depth

Для эффективной работы данной установки необходимо, чтобы при постоянном поступлении скопившегося газа в струйный аппарат обеспечивалось условие превышения давления в затрубном пространстве на глубине установки струйного аппарата $P_{an in}$ над давлением в приемной камере [7]. В противном случае из затрубного пространства будет невозможен процесс эжекции газа, а эжектор, находящийся в составе погружной установки,

создавая дополнительную разницу давлений на участке НКТ в диапазоне своего расположения, должен будет осуществлять роль штуцера. Поэтому важно рассчитать распределение давления в стволе скважины и в струйном аппарате.

На рис. 2 [8] представлено типичное поведение графических зависимостей производительности погружной установки и притока пластовой жидкости. Рабочие характеристики нефтяной скважины определяет точка пересечения кривых, при этом местонахождение кривой производительности погружной установки зависит от рабочих основных параметров струйного аппарата и ЭЦН, от коэффициента сепарации скопившегося газа на приеме электроцентробежного насоса, а также от месторасположения струйного аппарата относительно приема ЭЦН.

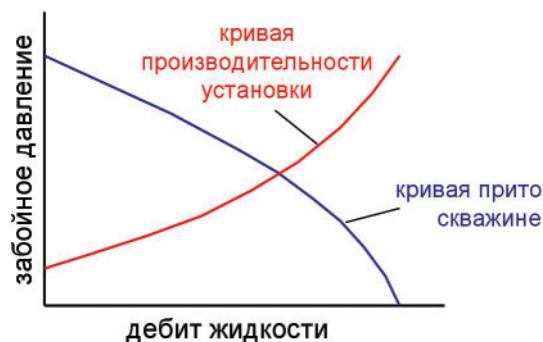


Рис. 2. Графические зависимости погружной установки

Fig. 2. Graphic dependencies of submersible installation

Для нахождения рабочей точки требуется методика для определения на протяженных участках нефтедобывающей скважины разницы давлений в струйном аппарате и погружном насосе.

При определении перепада давления в цилиндрических трубах используем модель Ансари [9], позволяющую спрогнозировать градиент давления в нефтяной скважине для различающихся режимов течения. Для нахождения градиента давления в затрубном пространстве применим метод Кабира и Хасана [10].

Для моделирования перепада давления в погружной установке построим общую модель установки, которая не ориентирована на конкретное оборудование. Предположим, что электроцентробежный насос обеспечит определенный напор:

$$H = \frac{P_{out} - P_{in}}{\rho_{wat} g D_{gas} D_{vis}} \leq H_{cr},$$

где P_{in} и P_{out} – давления на приеме и выкиде погружного насоса, Па; D_{vis} и D_{gas} – коэффициенты деградации напорной характеристики из-за вязкости и наличия газа соответственно; H_{cr} и H – номинальный максимально допустимый и фактический напор насоса, м; ρ_{wat} – плотность воды, принимаемая равной 1000 кг/м³.

Рассмотрим схему движения газожидкостного потока в струйном аппарате (рис. 3). Газожидкостная смесь на входе в струйный аппарат с давлени-

ем P_{in1} проходит через сопло и ускоряется. В результате на входе приемной камеры эжектора давление P_{in2} понижается. В струйном аппарате при наличии положительной разницы давлений ($P_{anin} - P_{in2}$) будет происходить инжекционный процесс скопившегося газа. В процессе калориметрического смешивания скорость и температура пластовой жидкости и инжектированного газа выравниваются. Предположим, что давление газожидкостной смеси после прохождения камеры смешивания соответствует величине P_{out2} , давление на выходе струйного аппарата равно P_{out1} .

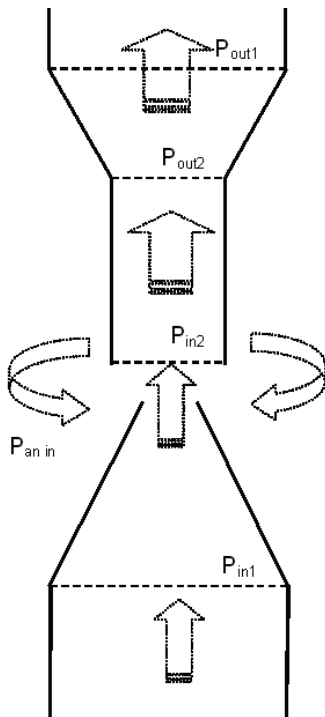


Рис. 3. Схема перепадов давлений в струйном аппарате: P_{out1} – давление в диффузоре смеси; P_{in2} – давление у входа в приемную камеру; P_{anin} – давление скопившегося газа в трубном пространстве; P_{in1} – давление на входе в струйном аппарате пластовой жидкости; P_{out2} – давление ГЖС в камере смешения на выходе

Fig. 3. Scheme of pressure drops in the jet apparatus: P_{out1} is the pressure in the diffuser mixture; P_{in2} is the pressure at the entrance to the receiving chamber; P_{anin} is the accumulated gas pressure in the annulus; P_{in1} is the inlet pressure in the jet apparatus of the reservoir fluid; P_{out2} is the pressure of GLM in the mixing chamber at the outlet

Определим параметры струйного аппарата в сечении P_{out1} при заданных показателях пластовой жидкости и инжектируемого газа в сечении P_{in1} .

Для вычисления давления у входа в приемную камеру эжектора P_{in2} предполагаем, что течение в сопловом аппарате пластовой жидкости будет осуществляться вдоль линий тока. Несжимаемая пластовая продукция при этом будет иметь плотность $\rho = 2\rho_{in1}\rho_{in2}/(\rho_{in1} + \rho_{in2})$. Для решения уравнения сохранения количества движения используем уравнение Бернулли [4]:

$$\frac{\rho_{in1} + \rho_{in2}}{2\rho_{in1}\rho_{in2}}(P_{in1} - P_{in2}) = (1 + \xi_{in2}) \frac{u_{in2}^2}{2} - \frac{u_{in1}^2}{2}, \quad (1)$$

где ξ_{in2} – коэффициент сопротивления сопла; u_{in2} и u_{in1} – скорости пластовой жидкости в сечении сопла и на входе в струйный аппарат, м/с; ρ_{in1} и ρ_{in2} – плотности пластовой жидкости в сечениях P_{in1} и P_{in2} .

Закон сохранения массы в процессе протекания пластовой жидкости через сопловый аппарат будет иметь следующий вид:

$$\rho_{gin1}Q_{gin1} + \rho_{lin1}Q_{lin1} = \rho_{gin2}Q_{gin2} + \rho_{lin2}Q_{lin2}, \quad (2)$$

где ρ_g и ρ_l – плотности газа и жидкости, кг/м³; Q_g и Q_l – дебиты свободного газа и пластовой жидкости в различных сечениях, м³/сут.

При этом плотность жидкости рассчитаем по формуле:

$$\rho_l = wc\rho_w + (1 - wc)\rho_o, \quad (3)$$

где wc – объем воды; ρ_o и ρ_w – соответственно значения плотностей нефти и воды, кг/м³.

Учитываем, что плотность воды остается постоянной, а плотность пластовой жидкости зависит от температуры и давления. Из уравнения состояния газов Менделеева–Клайперона определяем плотность свободного газа:

$$\rho_{с.г.} = \rho_g RT, \quad (4)$$

где T – температура, °К; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(кг·К).

При одинаковых значениях температуры и давления пластовой жидкости и свободного газа плотность смеси определяется с учетом плотности фаз:

$$\rho = \frac{\rho_g Q_g + \rho_l Q_l}{Q_g + Q_l}. \quad (5)$$

Для определения изменения температурных параметров в сечении ($P_{in1} - P_{in2}$) воспользуемся уравнением сохранения полной энергии газожидкостной смеси:

$$\begin{aligned} & \rho_{gin1}Q_{gin1} \left(c_{vg} T_{in1} + \frac{P_{in1}}{\rho_{gin1}} + \frac{u_{in1}^2}{2} \right) + \\ & + \rho_{lin1}Q_{lin1} \left(c_{vl} T_{in1} + \frac{P_{in1}}{\rho_{lin1}} + \frac{u_{in1}^2}{2} \right) = \\ & = \rho_{gin2}Q_{gin2} \left(c_{vg} T_{in2} + \frac{P_{in2}}{\rho_{gin2}} + \frac{u_{in2}^2}{2} \right) + \\ & + \rho_{lin2}Q_{lin2} \left(c_{vl} T_{in2} + \frac{P_{in2}}{\rho_{lin2}} + \frac{u_{in2}^2}{2} \right). \end{aligned} \quad (6)$$

Дебит добывающей скважины и скорость движения пластовой жидкости зависимы друг от друга:

$$u = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (7)$$

где d – диаметр НКТ, м.

С помощью системы уравнений (1)–(7) можно определить в сечении P_{in2} параметры струйного ап-

парата. Аналогичные системы уравнений можно записать и для сечений $(P_{out2}-P_{out1})$ и $(P_{an\ in}-P_{in1})$. Обобщенная форма уравнения Бернулли для потока реальной жидкости требует учета коэффициента, характеризующего неравномерность распределения скоростей по сечению потока. В общем случае значение коэффициента зависит от формы эпюры (профиля) скорости и может значительно варьироваться. В связи с вышесказанным в качестве уравнения сохранения количества движения для данной области записывается закон сохранения импульса в виде:

$$(P_{in2} - P_{out2}) S_{out2} + \rho_{gin2}(u_{in2} Q_{gin2} + u'_{in2} Q'_{gin2}) + \rho_{lin2} u_{in2} Q_{in2} = \rho_{gout2} u_{out2} Q_{gout2} + \rho_{lout2} u_{out2} Q_{lout2} + \Sigma \tau, \quad (8)$$

где $\Sigma = \pi d_m l$ – площадь смешивающей камеры с диаметром d_m и длиной l , м²; $S_{out2} = \pi d_m^2 / 4$ – площадь поперечного сечения смешивающей камеры, м²,

$$\tau = \frac{1}{2} f \rho_{out2} u_{out2}^2, \quad f = 0.316 Re^{-0.25}, \quad Re = \frac{u_{out2} d_m \rho_{out2}}{\mu},$$

где μ – коэффициент динамической вязкости многофазной смеси, Па·с:

$$\mu = \frac{(wc \mu_w + (1 - wc) \mu_o) Q_{lout2} + \mu_g Q_{gout2}}{Q_{lout2} + Q_{gout2}},$$

τ – среднее значение касательного напряжения в смешивающей камере на стенке, Па.

Течение смеси в камере смешивания в условиях интенсивного перемешивания потоков жидкости и газа характеризуется значительной турбулентностью (8).

Задаем числовые параметры коэффициентов сопротивления соплового аппарата и диффузора при помощи экспериментальных зависимостей [11]. При расчетах принимают, что длина камеры смешения $l = 7 d_m$ [11], а диаметр определяется как два диаметра сопла $d_m = 2 d_n$ [1].

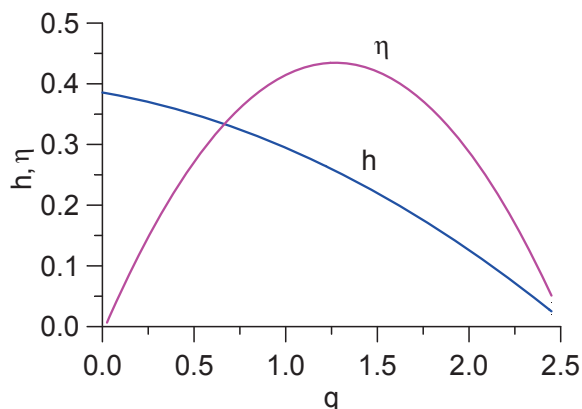


Рис. 4. Характеристики струйного аппарата

Fig. 4. Characteristics of the jet apparatus

Зависимости относительного напора струйного аппарата $h = (P_{out1} - P_{an\ in}) / (P_{in1} - P_{an\ in})$ и его КПД $\eta = Q_{in1} h / (Q_{an\ in} (1 - h))$ от относительного расхода

$q = Q_{in1} / Q_{an\ in}$ получены расчетным путем при следующих входных параметрах: $P_{in1} = 5$ МПа, $T_{in1} = T_{an\ in} = 50$ °С, $Q_{in1} = 100$ м³/сут, газовый фактор 100 м³/т, внутренний диаметр НКТ 62 мм, диаметр сопла 5 мм, $l = 70$ мм (длина смешивающей камеры), $P_{bs} = 10$ МПа (давление насыщения свободным газом нефти), диаметр смешивающей камеры 10 мм (рис. 4). В интервале 0–2,5 изменение q соответствует изменению давления в затрубном пространстве $P_{an\ in}$ от 4,24 до 4,41 МПа. Из анализа графика видно, что максимальный коэффициент полезного действия (43 %) эжектора обеспечивается при значениях относительного расхода 1,3–1,5.

Примем условие, что технологические показатели нефтяной скважины известны, дебит по жидкости ограничен максимально допустимым содержанием затрубного газа на приеме насоса, а развиваемый напор не имеет ограничений. Предположим, что в насосе максимальное содержание свободного газа составляет после сепарации 20 %, затрубное пространство добывающей скважины не связано с выкидной линией [12].

Смоделируем процесс работы установки со струйным аппаратом при исходных данных: $K = 0,2$ м³/сут·МПа (коэффициент продуктивности), $d_{well} = 130$ мм (диаметр обсадной колонны внутренний), $d_{tube} = 73$ мм, $P_{res} = 25,3$ МПа (пластовое давление), $P_{wh} = 1,01$ МПа (устьевое давление), $T_w = 80$ °С (температура пласта), $P_{bs} = 12$ МПа (давление насыщения), $ws = 50$ % (обводненность), $H_{well} = 2500$ м (глубина вертикальной скважины), $H_{in} = 2000$ м (глубина спуска ЭЦН).

Сопло струйного аппарата представляет собой канал, сужающийся в направлении течения пластовой жидкости. Наименьший перепад давлений пластовой жидкости на работу эжектора расходуется при определении оптимального диаметра соплового аппарата [13, 14]. По формуле для нахождения выходного сечения сопла рассчитано оптимальное значение диаметра соплового аппарата $d_n = 5$ мм при разнице давлений от 4,24 до 4,41 МПа [13, 14].

Мощность, потребляемая УЭЦН, N_{tot} , динамический уровень H_{dyn} , давление в затрубном пространстве на устье скважины $P_{an\ out}$, коэффициент полезного действия струйного аппарата η , напор погружного насоса при пересчете на воду H с учетом фиксированного значения диаметра сопла $d_n = 5$ мм представлены в таблице. В зависимости от глубины спуска H_{in1} потребляемую мощность определили по выражению:

$$N_{tot} = \frac{(P_{out} - P_{in}) Q_{liq}}{864 D_{gas} D_{vis} \eta_{pow} \eta_{cable} \eta_{pump}},$$

где $\eta_{cable} = 0,96$, $\eta_{pump} = 0,5$ и $\eta_{pow} = 0,85$ – коэффициенты, которые учитывают мощностные потери соответственно в кабеле, насосе и двигателе.

Полученные результаты соответствуют максимальному дебиту 34 м³/сут. С увеличением глубины спуска эжектора по расчетам увеличился динамический уровень и давление газа в затрубном

пространстве, а номинальный напор и потребляемая мощность погружного насоса уменьшились [15].

Таблица. Параметры тандемной установки «электроцентробежный насос – струйный аппарат» для $d_n=5$ мм

Table. Tandem installation options «electric centrifugal pump – jet apparatus» for $d_n=5$ mm

Параметры установки/Installation options				
Глубина спуска струйного аппарата H_{in1} , м Jetting depth H_{in1} , m	Динамический уровень H_{dyn} , м Dynamic level H_{dyn} , m	Давление в затрубном пространстве $P_{an out}$, МПа Annulus pressure $P_{an out}$, MPa	Напор ЭЦН H , м ESP head H , m	Потребляемая мощность установки ЭЦН N_{est} , кВт Power consumption of the ESP installation N_{est} , kW
80	1603	1,2	1680	16,1
100	1622	1,3	1669	16,0
200	1719	1,8	1624	15,5
300	1817	2,4	1593	15,2
400	1923	3,0	1567	15,0
470	1998	3,5	1551	14,8

Устойчивый режим работы погружной установки обеспечивается при максимальном дебите в определенном интервале глубины установки струйного аппарата (от 80 до 470 м в данном примере). Нижнее ограничение при незначительных глубинах спуска возникает из-за создания избыточного разрежения, ведущего к резкому падению КПД эжектора и расхода, а уменьшение глубины спуска H_{in1} ведет к прекращению инжекции нефтяного газа в подъемных трубах. Верхний предел связан с повышением динамического уровня до глубины, на которую спускается погружная установка. При максимальных глубинах спуска эжектора могут наблюдаться периодически прорывы объемов скопившегося газа на приеме центробежного насоса из затрубного пространства скважины. При снижении подачи погружного насоса можно увеличить интервал глубины спуска, в рассмотренном примере при дебите жидкости 20,2 м³/сут и газосодержании 1 % он находится в диапазоне 50–1300 м [16, 17].

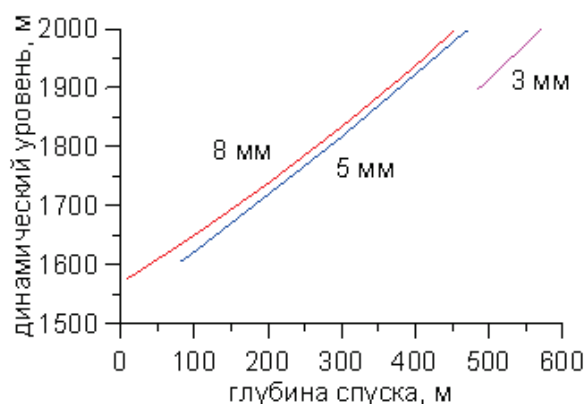


Рис. 5. Зависимость глубины спуска эжектора от динамического уровня для сопел с различными диаметрами

Fig. 5. Dependence of ejector descent depth on dynamic level for nozzles with different diameters

За счет подбора диаметра сопла можно при предельном дебите и фиксированной глубине спуска эжектора сделать работу УЭЦН более устойчивой [18–20]. Для конкретных диаметров сопел: 3, 5 и 8 мм на рис. 5 показана зависимость динамического уровня в затрубном пространстве от глубины спуска эжектора. Анализ графиков показывает, что для устойчивой работы погружной установки диапазон изменения глубины установки струйного аппарата повышается и перемещается в направлении уменьшения глубины при увеличении диаметра соплового устройства.

Определенный расчетным путем дебит пластовой жидкости (34 м³/сут) установки, которая оборудована струйным аппаратом с соплом, имеющим диаметр 5 мм, находится в интервале спуска эжектора 75–480 м. Поэтому выбранный диаметр сопла 5 мм для данного случая определяется в области наиболее оптимальных благоприятных параметров скважины.

На рис. 6 показаны интервалы работы в устойчивом режиме установки с эжектором, имеющим диаметр сопла 5 мм, обеспечивающие максимальный дебит жидкости. Анализ графических зависимостей показывает, что при выборе оптимальной глубины спуска эжектора учитывают различные изменения параметров нефтяной скважины во времени.

Процесс моделирования совместной работы установки и струйного аппарата является сложной задачей. Рассмотрим два предельных случая. В первом случае предполагается, что определенная часть газа удаляется в выкидную линию из затрубного пространства быстро. На рис. 7 показаны результаты расчета для сопла диаметром 5 мм номинального напора насоса для требуемой глубины и нижней линии интервала глубин спуска струйного аппарата в зависимости от количества сепарированного газа, перепускаемого в выкидную линию, при устойчивом режиме работы установки со струйным аппаратом. Анализ рисунков показывает, что номинальный напор центробежного насоса возрастает, а нижняя линия глубины спуска эжектора при увеличении количества скопившегося газа перемещается к направлению устья скважины, так как уменьшается доля газа в колонне НКТ и, соответственно, увеличиваются градиенты давлений.

Во втором предельном случае для решения задачи предполагается, что устьевое давление скважины является известным. Тогда при фиксированной глубине спуска струйного аппарата давление $P_{an in}$ (рис. 1) определяется из законов гидростатики, а задача заключается в определении оптимальных параметров установки с эжектором, при этом объем газа в приемной камере эжектора меньше объема газа отсепарированного.

В соответствии с расчетами режим устойчивой работы установки с эжектором при определенном значении $P_{an out}$ обеспечивается в узком интервале глубин спуска эжектора. Для сопла $d=5$ мм и рас-

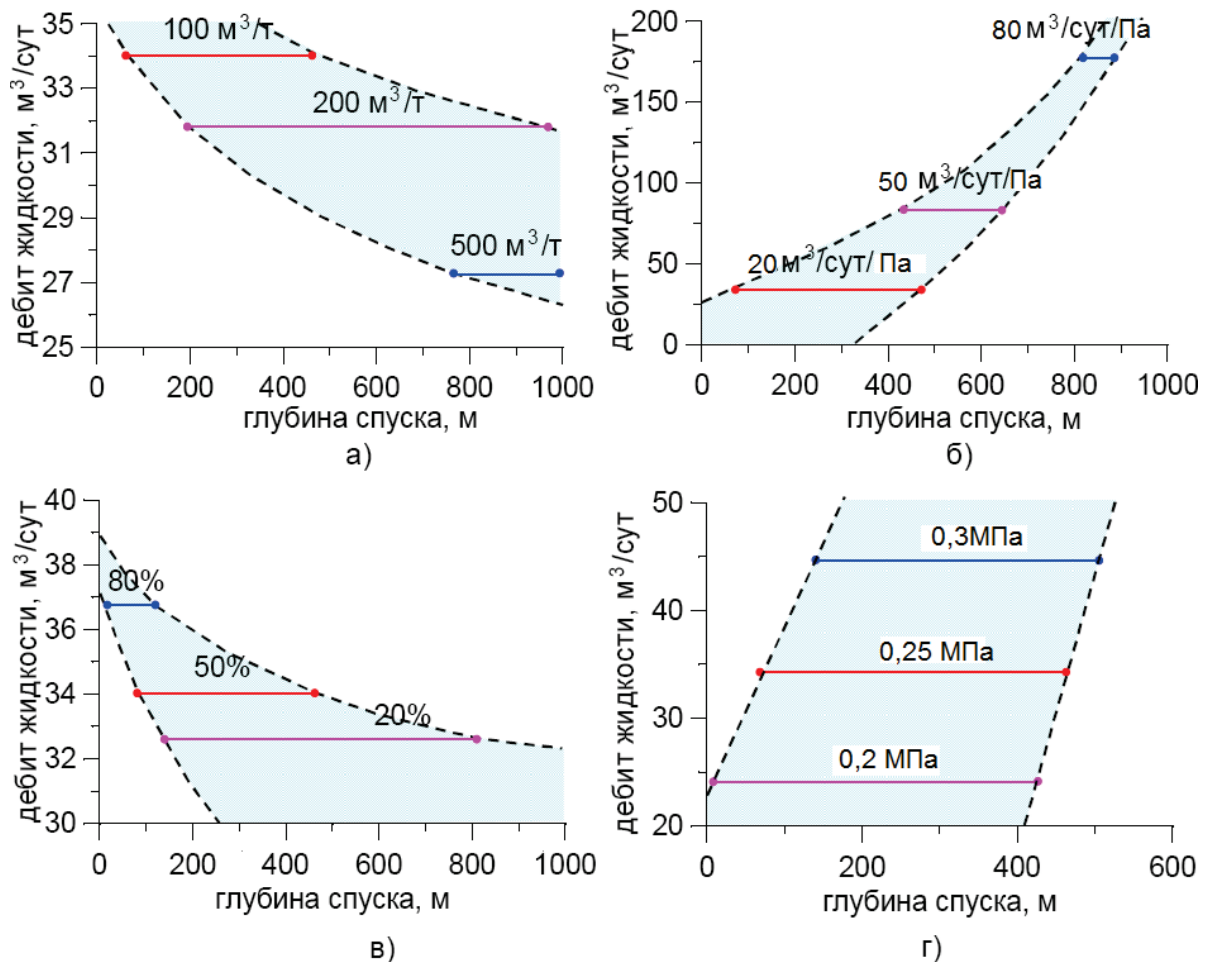


Рис. 6. Интервалы эффективной работы погружной установки с эжектором с диаметром сопла 5 мм при значениях: а) газового фактора; б) коэффициента продуктивности; в) обводненности пластовой жидкости; г) давления пласта

Fig. 6. Intervals for efficient operation of a submersible installation with an ejector with a nozzle diameter of 5 mm with values: а) gas factor; б) productivity factor; в) formation water cut; г) formation pressure

считанных параметров данные интервалы составляют: для $P_{an\ out}=1,5$ МПа 3 м ($H_{in1}=139-142$ м), для $P_{an\ out}=2,0$ МПа 2 м ($H_{in1}=231-232$ м), для $P_{an\ out}=3,0$ МПа 1 м ($H_{in1}=395$ м). Интервалы увеличиваются до нескольких десятков метров за счет изменения исходных величин (диаметр сопла, обводненность пластовой жидкости, газовый фактор). Повышенная чувствительность эжектора к изменению глубины спуска обусловлена тем, что в устойчивом режиме работы струйного аппарата должны соблюдаться неравенства одновременно: $Q_{g\ in} < Q_{g\ sep}$, где $Q_{g\ sep}$ – объем отсепарированного газа на приеме погружного насоса, и $P_{an\ in} > P_{in2}$. На рис. 8 представлена схема эжектора с колонной НКТ.

Предполагаем, что затрубное пространство не связано с выкидной линией, тогда монотонный рост давления P_1 и увеличение динамического уровня D будет происходить по мере накопления газа в затрубном пространстве скважины. Через впускной клапан будет поступать в эжектор из затрубного пространства газ. При превышении максимального значения давления P_{1cr} впускной клапан сработает. Тогда установится такой режим работы, при котором прекращается рост давления га-

за P_1 и стабилизируется значение динамического уровня: объем газа из эжектора уравнивается таким же объемом газа из затрубного пространства. Основные параметры процесса будут зависеть от места установки эжектора в НКТ. Пусть забойное давление P^* и расход жидкости Q остаются постоянными параметрами. В таком случае из гидростатического закона распределения давления от забоя нефтяной скважины до места приема погружного насоса можно определить приближенное значение давления на приеме электроцентробежного насоса [13]:

$$\frac{dP}{dx} = \rho_L (1 - \Gamma(P))g, \quad P|_{x=Y} = P^*, \quad P|_{x=L} = P_{in},$$

где ρ_L – плотность пластовой жидкости (без газа), кг/м³; Γ – газовый фактор; g – ускорение свободного падения, м²/с; P_{in} – давление, установившееся на приеме насоса, Па.

$$\Gamma(P) = \Gamma_{\max} - \frac{\Gamma_{\max} P}{P_s} = \frac{\Gamma_{\max} (P_s - P)}{P_s}, \quad (9)$$

где P – определенное давление, Па; P_s – давление насыщения газом нефти, Па.

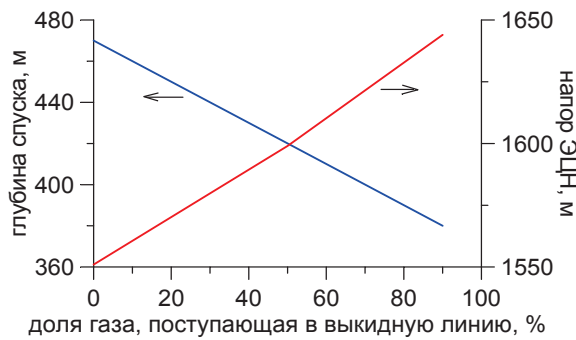


Рис. 7. Изменение номинального напора погружного насоса и нижней линии интервала глубин спуска эжектора в зависимости от объема газа из выкидной линии

Fig. 7. Change of nominal pressure of submersible pump and lower line of the ejector descent depth depending on the volume of gas from the flow line

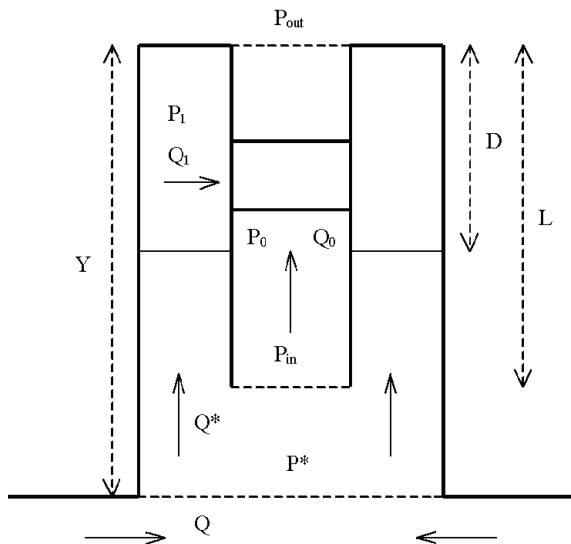


Рис. 8. Схема эжектора с колонной НКТ

Fig. 8. Scheme of the ejector with a tubing string

Проинтегрируем уравнение (9) с учетом линейной зависимости газового фактора Γ от давления:

$$P_{in} = \frac{1}{A_1} (-A_2 + (A_1 P^* + A_2) \exp(-A_1 \rho_L g(Y - L))),$$

где $A_1 = \Gamma_{\max}/P_s$, Па^{-1} ; $A_2 = 1 - \Gamma_{\max}$ – параметры уравнения состояния ГЖС; L – глубина установки погружного насоса, м; Y – глубина скважины, м.

В том случае, когда известны место установки эжектора H и рабочий перепад давлений центробежного насоса ΔP , можно с помощью зависимости из гидростатики определить давление на входе в эжектор [13]:

$$P_0 = \frac{1}{A_1} \left(-A_2 + (A_1 (P_{in} + \Delta P) + A_2) \times \exp(-A_1 \rho_L g(L - H)) \right).$$

Расход пластовой жидкости определится равенством:

$$Q_0 = \frac{1 - \Gamma(P^*)}{1 - \Gamma(P_0)} Q,$$

где Q – расход жидкости на забое скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$; P_0 – давление пластовой жидкости на приеме эжектора, Па ; P^* – давление на забое скважины, Па .

При применении закона изменения гидростатического давления для условий затрубного пространства скважин при $L \leq x \leq D$ величину динамического уровня D можно выразить из следующей формулы:

$$\frac{dP}{dx} = \rho_L (1 - \Gamma(P)) g, \quad P|_{x=D} = P_1, \quad P|_{x=L} = P_{in},$$

тогда

$$D = L - \frac{1}{\rho_L g A_1} \ln \left(\frac{A_1 P_{in} + A_2}{A_1 P_1 + A_2} \right).$$

Устьевое давление рассчитывается из уравнения:

$$P_{out} = \frac{1}{A_1} (-A_2 + (A_1 P_4 + A_2) \exp(-A_1 \rho_L g H)).$$

При устойчивой работе скважины с установленным эжектором необходимо выполнение условий, определяемых ограничениями рабочих характеристик центробежного насоса и эжектора:

- 1) $\Gamma(P_{in}) < \Gamma_1$, $\Gamma(P_0) < \Gamma_2$ – количество газа на приеме центробежного насоса и струйного аппарата не должно быть больше, чем предельно допустимые значения для каждого из них;
- 2) $P_1 > P_2$ – для попадания свободного газа из затрубного пространства в эжектор его давление должно превышать давление струи пластовой жидкости;
- 3) $Q_1/Q_0 < q_{cr}$ – существует ограничение расхода жидкости при максимальном значении газа в эжекторе;
- 4) $H < D$ – необходимо, чтобы динамический уровень был всегда больше глубины установки эжектора;
- 5) $P_0 > P_{ocr}$ – давление на входе в эжектор при определенном расходе Q_0 должно быть достаточным для предотвращения образования вакуума внутри эжектора.

Место установки эжектора рассчитывалось для двух величин объемного расхода: $Q=430 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $Q=260 \text{ м}^3/\text{сут}$. Параметры скважины выбраны следующим образом: $Y=3000 \text{ м}$, $L=2000 \text{ м}$, $P^*=15 \text{ МПа}$, $Q^*=86 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Z=1,56 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}^2$, $\Gamma_{\max}=0,5$, $P_s=20 \text{ МПа}$, $\rho_L=800 \text{ кг/м}^3$, $\Delta P=2 \text{ МПа}$, $S_{out}=0,005 \text{ м}^2$; эжектор имеет геометрические характеристики: $d_0=d_4=60 \text{ мм}$, $d_s=d_{20}=12 \text{ мм}$, $d_3=30 \text{ мм}$, $\alpha_i=1$, $\beta_i=1$, $\xi_{ij}=\tau=0$.

На рис. 9 определяются зависимости по методике для нахождения установки эжектора, при этом можно для необходимого диапазона величин динамического уровня определить соответствующее ему значение глубины погружения эжектора.

Методика позволяет рассчитать глубину установки эжектора по известным параметрам скважины, центробежного насоса и эжектора по требуемым параметрам, таким как: обеспечение интервала изменения или необходимых значений да-

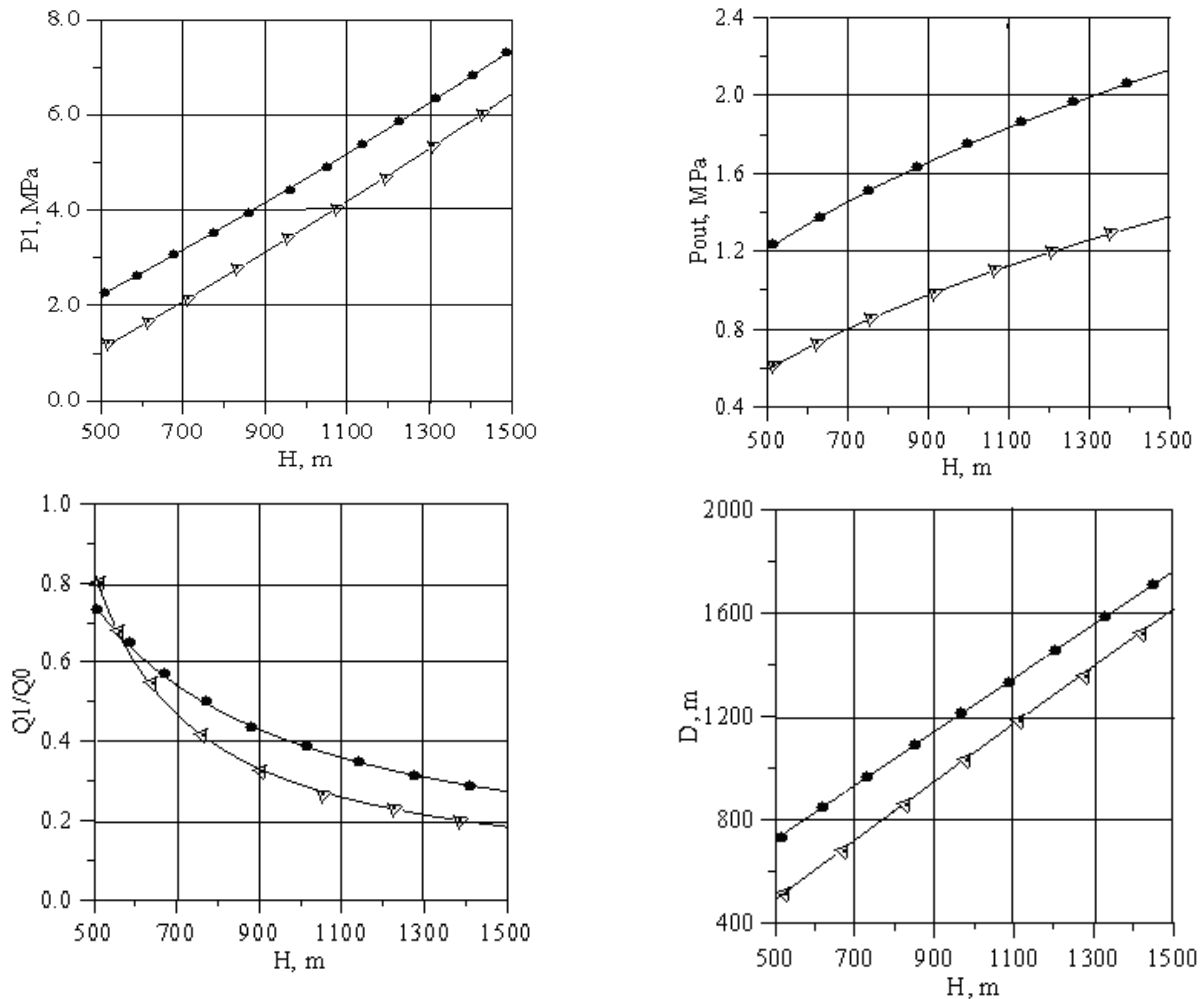


Рис. 9. Зависимости технологических параметров скважины от места установки эжектора при различных значениях относительного расхода Q . ● — $Q = 260 \text{ м}^3/\text{сут}$; △ — $Q = 430 \text{ м}^3/\text{сут}$

Fig. 9. Dependence of well technological parameters on ejector installation site at different values of the relative flow Q . ● — $Q = 260 \text{ m}^3/\text{day}$; △ — $Q = 430 \text{ m}^3/\text{day}$

влений на устье, динамического уровня, давления на приеме эжектора и др.

Выводы

При проектировании оптимального режима работы скважины по технологии «электроцентробежный насос – струйный аппарат» предварительно определяются величины (например, диаметр

сопла эжектора и глубина спуска) при необходимом изменении технологического режима нефтедобывающей скважины для обеспечения процесса инъекции скопившегося газа из затрубного пространства. Разработана методика для расчёта места установки эжектора с учетом известных характеристик скважины, погружного насоса и эжектора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лось Д.В. Анализ эксплуатации скважин тандемными глубинно-насосными установками в условиях высокой обводненности и газового фактора // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2017. – № 1. – С. 172–175.
2. Kuisheng W., Zhongqiang T. Revised characteristics curve optimizes jet pumping // Oil & Gas Journal. – 2001. – V. 99. – № 26. – P. 52.
3. Коротков В.В., Маклачков А.Н., Шитохина О.Г. Особенности работы струйных аппаратов // Научный альманах. – 2016. – № 10–3 (24). – С. 178–182.
4. Brill J.P., Richardson M. Multiphase Flow in wells. – Texas: Society of Petroleum Engineers, 1999. – 384 p.
5. Квенцель А.Л., Ремень В.И. Пути повышения эффективности работы жидкостных струйных насосов // Вестник Луганского национального университета им. Владимира Даля. – 2017. – № 3(5). – С. 45–52.
6. Duke S.E. The laid-back, adaptable hydraulic down hole pump // Drilling. – 1982. – V. 43. – № 3. – P. 84–95.
7. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН / А.С. Топольников, К.Р. Уразаков, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева // ЭНЖ «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 134–146.

8. Гиляев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. – Уфа: Восточная печать, 2016. – 410 с.
9. 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. 9. – № 2. – P. 143–152.
10. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // Int. J. Multiphase Flow. – 1992. – V. 18. – P. 279–293.
11. Сазонов Ю.А., Сазонова Р.В. Расчеты струйных насосов. – М.: ГАНГ, 1997. – 52 с.
12. О снижении давления газа в затрубном пространстве скважин, оборудованных погружными центробежными насосами / Сарачева Д.А., Вахитова Р.И., Давлетов М.Ш. // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 6 (49). – С. 38.
13. Расчет и подбор устьевого эжектора для скважин, оборудованных электроцентробежными установками / К.Р. Уразаков, Р.И. Вахитова, А.С. Топольников, К.А., Дубовицкий Р.А. Ахметшин // ЭНЖ «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 4. – С. 212–214.
14. Петри Н.Л., Вильсон П.М., Сمارт Э.Э. Струйные насосы для нефтяных скважин // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом / Пер. изд. журналов США. – 1983. – № 11.5–12. – С. 5–12.
15. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа: пат. Рос. Федерация № 2517287; опубл. 27.05.2014, Бюл. № 15.
16. Калачев В.В. Экспериментальная оценка эффективности рабочего процесса струйных насосов, работающих в газо-жидком режиме, и перспективы их использования в природоохранном оборудовании // Гидравлика. – 2017. – № 2 (4). – С. 93–130.
17. Carvalho P.M., Podio A.L., Sepehrnoori H.B. Modeling a Jet Pump with an Electrical Submersible jet Pump for Gassy Oil Well // J. of Petroleum Technology. – September 1998. – P. 34–36. DOI: 10.2118/48934-MS
18. The design, manufacture and testing of a jet-pump chiller for air conditioning and industrial application / I.W. Eames, A. Milazzo, D. Paganini, M. Livi // Applied Thermal Engineering. – 2013. – V. 58. – № 1–2. – P. 234–240.
19. An electron jet pump: the Venturi effect of a Fermi liquid / D. Taubert, G.J. Schinner, C. Tomaras, S. Ludwig, H.P. Tranitz, W. Wegscheider // Journal of Applied Physics. – 2011. – V. 109. – № 10. – P. 102–112.
20. Computational fluid dynamic analysis and design optimization of jet pumps / J. Fan, J. Eves, H.M. Thompson, V.V., Toropov N., Kapur D., Copley A. Mincher // Computers & Fluids. – 2011 – V. 46. – № 1. – P. 212–217. DOI: 10.1016/j.compfluid.2010.10.024

Поступила 12.02.2019 г.

Информация об авторах

Сарачева Д.А., кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры электро- и теплоэнергетики Альметьевского государственного нефтяного института.

Вахитова Р.И., кандидат технических наук, доцент кафедры электро- и теплоэнергетики Альметьевского государственного нефтяного института.

Уразаков К.Р., доктор технических наук, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 621.65

CALCULATION OF PARAMETERS OF JET APPARATUS FOR OPTIMAL JOINT WORK MODE WITH INSTALLATION OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP

Diana A. Saracheva¹,
sarachevadiana85@mail.ru

Roza I. Vakhitova¹,
roza-w@mail.ru

Kamil R. Urazakov²,
UrazakK@mail.ru

¹ Almeteyevsk State Oil Institute,
2, Lenin street, Almeteyevsk, 423450, Russia.

² Ufa State Oil Technical University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to solve the problem of removal of gas accumulating in the annular space of oil producing wells at the inlet of a submersible centrifugal pump. Excessive amount of free gas in the space between the casing and tubing contributes to formation of hydrate plugs, reducing the dynamic level in the well, as a result of which a supply failure may occur and complete stop of oil production is possible. For pumping free gas, it is proposed to use a jet apparatus for joint operation with an electric centrifugal pump, while it is important to correctly calculate the location of the ejector in the well and the diameter of the nozzle.

The aim of the research is to develop and propose a method for calculating the parameters of the jet apparatus for the optimal mode of joint operation with an electric centrifugal pump.

Object: jet apparatus for removing annular gas in wells equipped with electrical centrifugal pump installations and high gas factor.

Methods. The problem posed was solved on the basis of statistical analysis of production data using information modern methods of processing results. The method of mathematical modeling was used when calculating the basic parameters of the jet apparatus to ensure the optimal mode when working together with the installations of electrical centrifugal pumps.

Results. The authors have proposed the mathematical model of an electric centrifugal pump together with a jet apparatus designed for pumping annular gas, as a result of which analytical dependencies are obtained that determine the optimal parameters and calculated values of the jet apparatus that ensure the stable operation of the «electrical centrifugal pump – jet apparatus» system. The authors developed the technique for calculating the location of the ejector in a well operated by an electric centrifugal pump.

Key words:

Jet apparatus, gas-liquid mixture, annular space, electric centrifugal pump, free gas, ejector, formation fluid, tubing.

REFERENCES

- Los D.V. Analiz ekspluatatsii skvazhin tandemnymi glubinnno-nasosnymi ustanovkami v usloviyakh vysokoy obvodnennosti i gazovogo faktora [Analysis of well operation by tandem deep well pumping units under conditions of high water content and gas factor]. *Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 2017, no. 1, pp. 172–175.
- Kuisheng W., Zhongqiang T. Revised characteristics curve optimizes jet pumping. *Oil & Gas Journal*, 2001, vol. 99, no. 26, p. 52.
- Korotkov V.V., Maklachkov A.N., Shitokhina O.G. Osobennosti raboty struynykh apparatov [Features of the jet apparatus]. *Scientific Almanac*, 2016, no. 10–3 (24), pp. 178–182.
- Brill J.P., Richardson M. *Multiphase Flow in wells*. Texas, Society of Petroleum Engineers, 1999. 384 p.
- Quentzel A.L., Remen V.I. Puti povysheniya effektivnosti raboty zhidkostnykh struynykh nasosov [Ways to improve the efficiency of liquid jet pumps]. *Bulletin of Lugansk National University. Vladimir Dahl.*, 2017, no. 3 (5), pp. 45–52.
- Duke S.E. The laid-back, adaptable hydraulic down hole pump. *Drilling*, 1982, vol. 43, no. 3, pp. 84–95.
- Topolnikov A.S., Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Saracheva D.A. Metodika rascheta parametrov struynogo nasosa pri sovmestnoy ekspluatatsii s ETSN [The method of calculating the parameters of the jet pump when used together with the ESP]. *Oil and Gas Business*, 2011, no. 3, pp. 134–146.
- Gilaev G.G., Bakhtizin R.N., Urazakov K.R. *Sovremennyye metody nasosnoy dobychi nefi* [Modern methods of pumping oil production]. Ufa, Vostochnaya pechat Publ., 2016. 410 p.
- 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. 9, no. 2, pp. 143–152.
- Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli. *Int. J. Multiphase Flow*, 1992, vol. 18, pp. 279–293.
- Sazonov Yu.A., Sazonova R.V. *Raschety struynykh nasosov* [Calculation of jet pumps]. Moscow, GANG Publ., 1997. 52 p.
- Saracheva D.A., Vakhitova R.I., Davletov M.Sh. On the reduction of gas pressure in the annulus of wells equipped with submersible centrifugal pumps. *Academic Journal of Western Siberi*, 2013, vol. 9, no 6 (49), p. 38.
- Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Topolnikov A.S., Dubovitsky K.A., Akhmetshin R.A. Raschet i podbor ustyevogo ezhektora dlya skvazhin, oborudovannykh elektrosentrobezhnymi ustanovkami [Calculation and selection of the wellhead ejector for wells equipped with electrical centrifugal installations]. *Oil and Gas Business*, 2013, no. 4, pp. 212–214.
- Petri N.L., Wilson P.M., Smart E.E. Struynye nasosy dlya nefityanykh skvazhin [Jet pumps for oil wells]. *Oil, gas and petrochemistry abroad*. Translated by US magazines, 1983, no. 11–12, pp. 5–12.

15. Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Saracheva D.A., Abramova E.V. *Struyny apparat dlya perepuska zatrubnogo gaza* [Jet apparatus for bypassing annular gas]. Patent RF, no. 2517287, 2014.
16. Kalachev V.V. Eksperimentalnaya otsenka effektivnosti raboche-go protsessa struynykh nasosov, rabotayushchikh v gazo-zhidkostnom rezhime, i perspektivy ikh ispolzovaniya v prirodookhranom oborudovanii [Experimental evaluation of the efficiency of the working process of jet pumps operating in gas-liquid mode, and the prospects for their use in environmental protection equipment]. *Hydraulics*, 2017, no. 2 (4), pp. 93–130.
17. Carvalho P.M., Podio A.L., Sepehrnoorik H.B. Modeling a Jet Pump with an Electrical Submersible jet Pump for Gassy Oil Well. *J. of Petroleum Technology*, September 1998, pp. 34–36. DOI: 10.2118/48934-MS
18. Eames I.W., Milazzo A., Paganini D., Livi M. The design, manufacture and testing of a jet-pump chiller for air conditioning and industrial application. *Applied Thermal Engineering*, 2013, vol. 58, no. 1–2, pp. 234–240.
19. Taubert D., Schinner G.J., Tomaras C., Ludwig S., Tranitz H.P., Wegscheider W. An electron jet pump: the Venturi effect of a Fermi liquid. *Journal of Applied Physics*, 2011, vol. 109, no. 10, pp. 102–112.
20. Fan J., Eves J., Thompson H.M., Toropov V.V., Kapur N., Copley D., Mincher A. Computational fluid dynamic analysis and design optimization of jet pumps. *Computers & Fluids*, 2011, vol. 46, no. 1, pp. 212–217. DOI: 10.1016/j.compfluid.2010.10.024

Received: 12 February 2019.

Information about the authors

Diana A. Saracheva, Cand. Sc., senior lector, Almeteyevsk State Oil Institute.

Roza I. Vakhitova, Cand. Sc., assistant professor, Almeteyevsk State Oil Institute.

Kamil R. Urazakov, Dr. Sc., professor, Ufa State Oil Technical University.

УДК 553.98:332.05:51.77

ДИНАМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОСПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА РЕСУРСОДОБЫВАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЯХ

Шарф Ирина Валерьевна¹,
irina_sharf@mail.ru

Михальчук Александр Александрович¹,
aamih@tpu.ru

Филимонова Ирина Викторовна²,
filimonovaiv@list.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 635050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3.

Актуальность исследования обусловлена ухудшающимся состоянием ресурсной базы углеводородов в качественном и количественном плане. Позитивная динамика воспроизводства является основой нормального долгосрочного функционирования нефтегазового комплекса и социально-экономического развития ресурсодобывающих регионов. В условиях отсутствия прямой функциональной зависимости в процессе воспроизводства необходимы методы исследования, которые позволяют выявить негативные факторы и тенденции на всех этапах воспроизводственного инвестиционного цикла, явившиеся следствием происходящих изменений на рынке углеводородов и в государственном регулировании недропользования.

Цель: проведение сравнительной оценки эффективности воспроизводственных процессов на ресурсодобывающих территориях с учетом построения экономико-математических моделей, основанных на применении непараметрических методов статистики.

Объект: минерально-сырьевая база нефти ресурсодобывающих субъектов Российской Федерации.

Методы: регрессионный, индекс производительности Малмквиста.

Результаты. Охарактеризованы общероссийские тенденции в воспроизводстве ресурсов и запасов нефти, отражающие факт количественного и качественного состояния минерально-сырьевой базы нефти. Представлена методика проведения исследования, базирующаяся на построении динамической эффективности, иллюстрирующей тенденцию рефлексии субъекта недропользования на изменения в макроэкономическом окружении и в системе недропользования в части налогового льготирования. Блочная модель инвестиционного цикла со следующими блоками – геолого-технологический, производственный, организационно-отраслевой, социально-экономический, бюджетный, финансово-налоговый – является методическим инструментарием оценки воспроизводственных процессов на всех этапах инвестиционного цикла, которая позволяет отразить взаимосвязь всех ключевых показателей развития нефтегазовой отрасли. Модельные расчеты позволили выявить наличие инвестиционного дестабилизатора, представляющего собой механизм совокупного влияния организационно-экономического механизма в недропользования в части налогового льготирования и ценовых параметров мирового рынка нефти. При этом наиболее действенное влияние наблюдается в Томской области.

Ключевые слова:

Нефть, запасы, индекс Малмквиста, динамическая эффективность, инвестиционный воспроизводственный цикл.

Введение

Основой долгосрочного конкурентного преимущества российской экономики на мировой арене является обеспеченность минеральными ресурсами. Кроме того, реализация стратегических задач по комплексному освоению и развитию регионов Российской Федерации неотъемлема от геологического изучения недр и воспроизводства ресурсов и запасов нефти.

В новейшей российской истории можно выделить следующие этапы в тенденциях добычи и воспроизводства запасов нефти и конденсата: 1991–1993 гг., когда прирост запасов превышал добычу в 1,2–2 раза; 1994–2005 гг., когда, наоборот, добыча превышала прирост запасов в 1,1–1,6 раза; 2006–2018 гг., когда возобновилась тенденция превышения приращенных запасов над добытыми объемами (1–1,5 раза). Однако за последние три года наблюдалось только погашение

добытых объемов нефти, что дает полное основание МПР РФ говорить о низкой обеспеченности «запасами разрабатываемых месторождений на период до 2035 года» [1. С. 5] (рис. 1), что подтверждается отнесением нефти ко второй группе полезных ископаемых, согласно утвержденной Правительством РФ Стратегии развития минерально-сырьевой базы на период до 2035 г., так как «достигнутые уровни, добычи которых недостаточно обеспечены запасами разрабатываемых месторождений на период до 2035 года» [1. С. 4].

Вместе с тем, несмотря на растущую роль месторождений Восточной Сибири, высокая доля в добыче и приросте запасов нефти принадлежит старопромысловым районам Поволжья и Западной Сибири [2, 3]. Так, в 2018 г. из 55 месторождений углеводородного сырья (УВ), поставленных на государственный баланс, 39 месторождений, относящихся к категории мелких и мельчайших с сум-

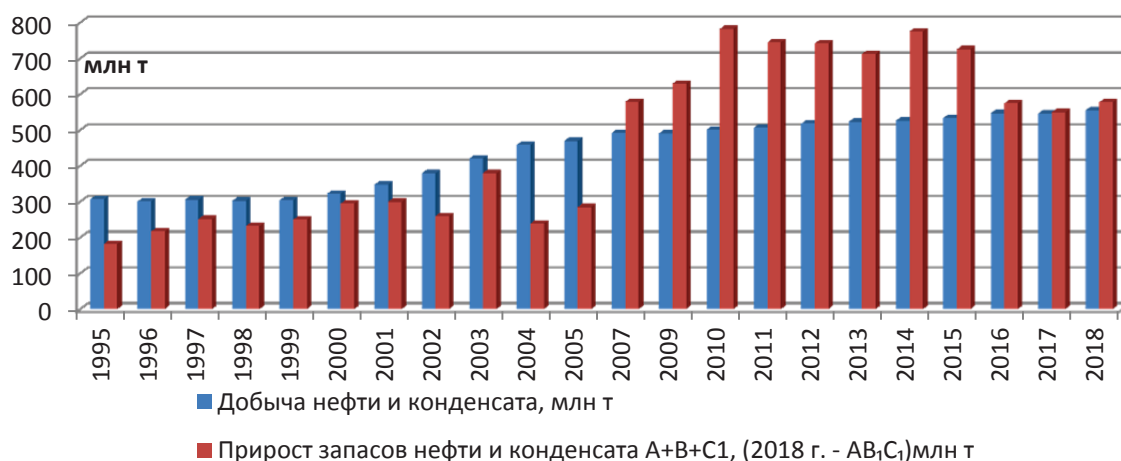


Рис. 1. Добыча и прирост запасов нефти и конденсата в России, млн т

Fig. 1. Production and growth of oil and condensate reserves in Russia, million tons

марными запасами нефти $C_1 + C_2 - 21,6$ млн т располагаются в Приволжском ФО. Открытия крупных месторождений в Западной Сибири становятся редкостью, поэтому событием является постановка на Государственный баланс Иртышского месторождения с запасами 21,4 млн т. В количественном плане открытий в Западной Сибири меньше, хотя она является основной кладовой УВ. Так, ее прогнозные ресурсы нефти составляют 24 млрд т против 21,38 остальных нефтегазоносных бассейнов РФ [4. С. 16]. Таким образом, актуализируется задача анализа эффективности геологоразведочных работ как основы воспроизводства ресурсной базы углеводородов в территориальном разрезе.

Необходимо заметить, что эффективность воспроизводства определяется комплексным воздействием различных факторов экономического, институционального, социально-политического и пространственно-геологического характера, что не сводит эффективность воспроизводства только к восполнению погашенных запасов. Воспроизводство – это циклический процесс поиска, разведки, разработки на основе принципов рационального недропользования, как следствие востребованы экономико-статистические методы, позволяющие оценить влияние макроэкономического, макроэнергетического, технологического окружения.

Целью данной научной работы является проведение сравнительной оценки эффективности воспроизводственных процессов на ресурсодобывающих территориях с учетом построения экономикоматематических моделей, основанных на применении непараметрических методов статистики.

Материалы и методы

Объектами исследования являются Республика Татарстан, ХМАО-Югра и Томская область, где НГК играет значительную роль в формировании ВРП. В то же время схожесть Томской области в геологическом плане с Республикой Татарстан, обладающей преимущественно мелкими и средни-

ми месторождениями, и отличие от ХМАО-Югры, в котором сконцентрированы уникальные и крупные месторождения, а также отличие западносибирских субъектов РФ в транспортно-инфраструктурном и географо-климатическом от приволжских регионов делают данное исследование более объективным в контексте выявления негативно влияющих факторов на формирование устойчивых тенденций.

Основным источником информации является официальная статистика государственных докладов исполнительных органов власти федерального и регионального уровня, региональных и отраслевых программных документов, министерств и ведомств РФ [4–7].

Основой выбора непараметрических методов исследования послужило, во-первых, отсутствие прямой функциональной зависимости между входными и выходными показателями блочной модели инвестиционного цикла, а во-вторых, возможность отследить *рефлексию* субъекта недропользования на происходящие изменения [8]. Алгоритм расчета и последовательность исследования представлены на рис. 2.

Выбор индекса производительности Малмквиста MPI (Malmquist productivity index) [9–15], на основе которого проводится расчет коэффициента динамической эффективности F по блокам инвестиционного цикла – геолого-технологическому, производственному, организационно-отраслевому, социально-экономическому, бюджетному и финансово-налоговому, был обусловлен тем, что данный индекс учитывает не только изменение местоположения самой границы эффективности, но и запаздывающее или догоняющее движение субъекта недропользования, т. е. его рефлексию на происходящие изменения, что наглядно иллюстрируется линейным трендом.

Расчет индекса производительности Малмквиста предполагает нахождение 4-компонентной меры эффективности посредством решения оптими-

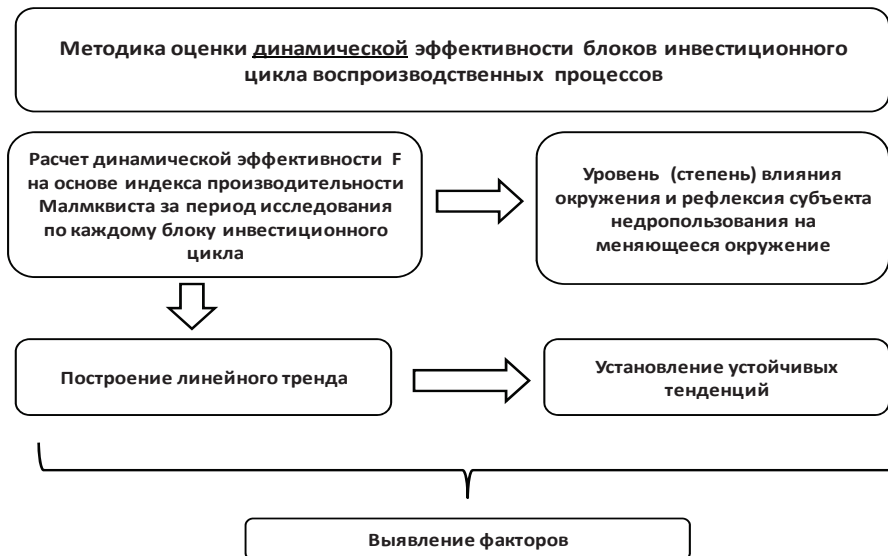


Рис. 2. Методика исследования

Fig. 2. Research technique

зационных задач линейного программирования:

$$F = \sqrt{\frac{k_0^t(I_0^{t+1}, Rs_0^{t+1})}{k_0^t(I_0^t, Rs_0^t)} \cdot \frac{k_0^{t+1}(I_0^{t+1}, Rs_0^{t+1})}{k_0^{t+1}(I_0^t, Rs_0^t)}}, \quad (1)$$

где $k_0^t(I_0^t, Rs_0^t)$ и $k_0^{t+1}(I_0^{t+1}, Rs_0^{t+1})$ – меры эффективности объекта исследования с индексом 0, в моменты времени t и $t+1$ рассчитаны посредством метода DEA (Data Envelopment Analysis) для модели, предполагаемой максимизацию выходного показателя (результата); $k_0^t(I_0^{t+1}, Rs_0^{t+1})$ – мера эффективности объекта исследования j в момент времени t относительно границы эффективности будущего периода $t+1$; $k_0^{t+1}(I_0^t, Rs_0^t)$ – мера эффективности объекта исследования j в момент времени $t+1$ относительно границы эффективности прошлого периода t ; 0 – это индекс объекта исследования из множества $\{j=1, \dots, J\}$, динамическая эффективность которого оценивается.

По значению F можно судить о снижении ($F < 1$), постоянстве ($F = 1$) или увеличении ($F > 1$) эффективности объекта исследования в течение пары лет.

В случае нескольких пар лет на периоде исследования в работе [13] предложено оценивать долгосрочную динамику F линейным трендом $\alpha t + b$ ($\alpha > 0$ определяет прогнозный прогресс, а $\alpha < 0$ – регресс). В рассматриваемой многостадийной модели инвестиционного цикла воспроизводства УВ второй год в одной стадии является первым в следующей стадии [8].

При расчете коэффициентов динамической эффективности воспроизводственных процессов императивом выступает идентичность выбранных показателей по каждому блоку и период исследования.

Результаты

Фрагмент показателей, выбранных для расчета коэффициента динамической эффективности по каждому блоку [8], представлен в табл. 1.

Таблица 1. Таблица показателей

Table 1. Table of indicators

Блок инвестиционного цикла Block of investment cycle	Входные показатели (I – ресурсы) Input indicators (I – resources)	Выходные показатели (R – результаты) Output indicators (R – resources)
Геолого-технологический F_{gt} Geological and technological F_{gt}	I_{comp} Инвестиции в ГРП недропользователей, млн р. Investments in exploration, mln rub.	R Прирост запасов, млн т Reserves growth, mln tons
	Dr Поисково-разведочное бурение, тыс. м ³ Prospecting-exploration drilling, thousand m ³	
	2D 2D (МОГТ-2), пог. м 2D seismic, linear meter	r_q Коэффициент восполнения добытых объемов нефти приращенными запасами Replacement ratio of the produced volumes of oil by reserves
	3D 3D (МОГТ-3), км ² 3D seismic, km ²	
Производственный F_{pd} Operating F_{pd}	R Прирост запасов, млн т Reserves growth, mln tons	Q Добыча, млн т Production, mln tons
	Dr_{pr} Поисково-разведочное бурение, тыс. м ³ Prospecting-exploration drilling, thousand m ³	

Авторами исследовался период 2011–2016 гг.

Таблица 2. Уравнения линейных трендов динамической эффективности F по блокам инвестиционного цикла воспроизводственных процессов в нефтедобывающих субъектах РФ

Table 2. Equations of linear trends of dynamic efficiency F for the investment cycle blocks of reproduction in oil-producing regions of the Russian Federation

Субъект РФ Constituent territory of the RF	Блок инвестиционного цикла/Block of investment cycle		
	Геолого-технологический F_{gt} Geological and technological F_{gt}	Производственный F_{pd} Operating F_{pd}	Организационно-отраслевой F_{oi} Organizational and Industrial F_{pd}
Республика Татарстан the Republic of Tatarstan	–	$1,0602-0,0216 \cdot x$	$0,942+0,0201 \cdot x$
ХМАО/KhMAD	$0,7906+0,0607 \cdot x$	$1,3496-0,0851 \cdot x$	$0,1408+0,3311 \cdot x$
Томская область/Tomsk region	$2,3162-0,27 \cdot x$	$2,7458-0,3209 \cdot x$	$0,6056+0,0964 \cdot x$
Субъект РФ Constituent territory of the RF	Социально-экономический F_{se} Social-economic F_{se}	Бюджетный F_b Budgetary F_b	Финансово-налоговый F_{ft} Financial and tax F_{ft}
Республика Татарстан the Republic of Tatarstan	$1,372-0,0716 \cdot x$	$0,7058+0,0495 \cdot x$	$0,44+0,0318 \cdot x$
ХМАО/KhMAD	$1,1192-0,0071 \cdot x$	$2,2192-0,2628 \cdot x$	$0,5543+0,0448 \cdot x$
Томская область/Tomsk region	$1,1466-0,0113 \cdot x$	$1,4334-0,0909 \cdot x$	$0,0643+0,0813 \cdot x$

Здесь x показывает годы в следующем соответствии/ x shows the years: 1 – 2011 г., 2 – 2012 г., 3 – 2013 г., 4 – 2014 г., 5 – 2015 г., 6 – 2016 г.

Это связано с тем, что с 2016 г. действует другая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, ключевым критерием которых, помимо количественной оценки с точки зрения геологической изученности и технологической возможности их извлечения, является рентабельность их освоения, как следствие в 2016 г. к извлекаемым запасам отнеслись категории $A+B+C_1$, а в 2017 г. – $A+B_1+C_1$ [16]. Следствием изменений стало практическое отсутствие статистических данных за 2017 г. по приросту запасов по многим субъектам РФ, либо подсчет в силу двухгодичности процесса ГРП (в первый год осуществляется заовз бурового оборудования, проведение сейсморазведки, а во второй год – поисково-разведочное бурение и подсчет запасов) осуществлялся на основе старой классификации. Таким образом, с целью соблюдения достоверности и корректности расчета геоло-

го-технологической эффективности и объективности полученных результатов период исследования ограничен 2016 г.

Еще одним ограничением в модельных расчетах являются отсутствие официальных статистических данных по другим субъектам РФ – Волго-Уральской и Западно-Сибирской НГП, а также по другим годам по выбранным объектам исследования.

Проведенные расчеты коэффициентов динамической эффективности воспроизводственных процессов позволили построить уравнения линейных трендов (табл. 2).

Заметим, что все три региона имеют отрицательные ($\alpha < 0$) тренды (прогнозный регресс) по производственному (F_{pd}) и социально-экономическому (F_{se}) блокам, Томская область – еще и по геолого-технологическому (F_g) и бюджетному (F_b) блокам.

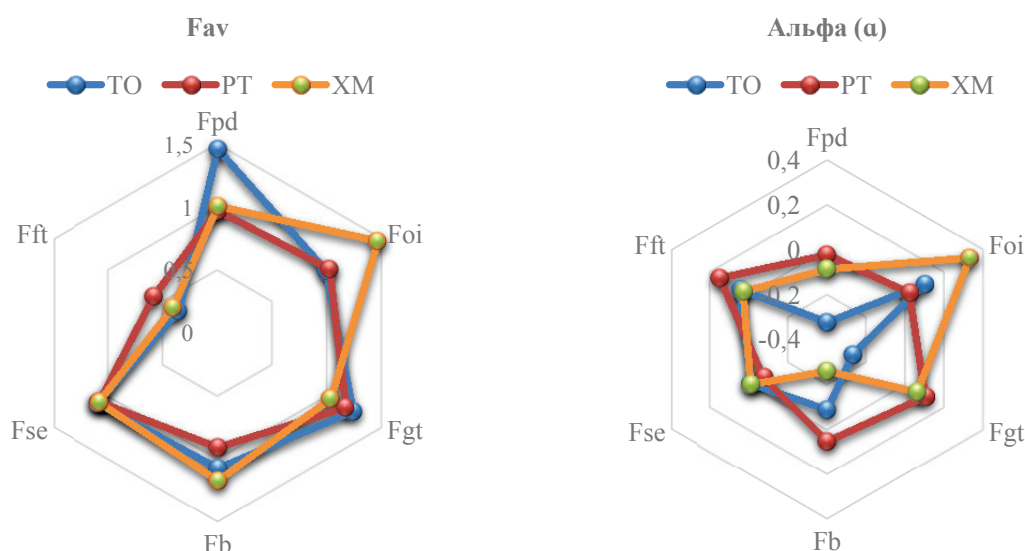


Рис. 3. Составные по регионам линейные графики эффективности (F_{av} , усредненной по времени исследования, – слева; Альфа (α) – справа) в инвестиционном цикле

Fig. 3. Linear efficiency graphs composite by region (F_{av} , time-averaged study – on the left; Alpha – right) in the investment cycle

Для полноты динамической картины воспроизводственного процесса наряду с α (Альфа) рассчитаны также F_{av} – усредненные по исследуемому периоду (рис. 3).

Согласно рис. 3, например, все три региона испытывают снижение финансово-налоговой эффективности ($F_{it} < 1$), но при этом демонстрируют прогнозный прогресс ($\alpha > 0$), особенно Республика Татарстан. А на примере ХМАО можно говорить не только об увеличении организационно-отраслевой эффективности ($F_{oi} > 1$), но и прогнозном прогрессе ($\alpha > 0$), то есть усилении увеличения этой эффективности.

Рис. 2 иллюстрирует наличие инвестиционно-го дестабилизатора воспроизводственных процессов, под которым авторы понимают механизм совокупного влияния институциональных и макроэкономических факторов, которое заключается в том, что минимальные налоговые расходы государства в части льготирования по НДС с целью интенсификации добычи ТРИЗ, а также низкие экспортные цены на нефть вследствие ситуации на мировом рынке дифференцированно влияют на инвестиционный потенциал недропользователей в субъектах РФ, что иллюстрируется нашим исследованием. В частности, в Республике Татарстан и ХМАО-Югра тренд динамической производственной эффективности (F_{pd}) отрицателен. На недропользователей Томской области он оказывает более сильное влияние, о чем говорит практически отрицательная динамическая эффективность по геолого-технологическому блоку (F_{gt}) и производственному блоку (F_{pd}), что сдерживает развитие НГК, а следовательно, снижает темпы экономического роста. Далее, согласно модельным расчетам, прогнозируется значительное снижение доходов бюджетной системы. Что касается системы льготирования по НДС, то по Республике Татарстан прогнозируется снижение эффективности предоставляемых налоговых льгот. В результате можно наблюдать постепенное «сдувание» инвестиционного воспроизводственного цикла.

Основными причинами данной картины являются, по мнению авторов, производственные, инфраструктурные и географо-климатические условия, в которых осуществляют разработку и геолого-разведочные работы недропользователи. Томскую область, как и ХМАО-Югра, отличают отсутствие круглогодичных дорог вследствие высокой заболоченности территорий данных субъектов и низкие температурные режимы. Однако влияние данного фактора по ХМАО-Югре нивелируется в определенной степени благодаря масштабности деятельности нефтегазовых компаний и сложившейся уникальности ресурсной базы в результате геологической истории Западно-Сибирской НГП. Так, стоимость прироста 1 т запасов в Томской области в среднем в два раза выше, чем в ХМАО-Югре, и в три раза выше, чем в субъектах РФ Приволжского ФО.

Важно отметить и другие аспекты стоимостных параметров ГРП. Так, чем выше разведанность,

тем больше финансовых ресурсов необходимо для воспроизводства запасов. В частности, К.Н. Миловидов утверждает, что несопоставимы затраты на выявление 75 % всех потенциальных ресурсов в новых нефтегазоносных районах, для подтверждения которых достаточно нескольких поисковых скважин, и оставшихся 25 %, которые являются более затратными [17. С. 91]. В частности, на подготовку 50 % запасов необходимо в среднем 10 % всех капиталовложений, 75 % запасов – 25 %. Достижение 90 % степени разведанности начальных суммарных ресурсов требует порядка 60 % всех капиталовложений [17. С. 91]. Таким образом, учитывая степень разведанности, которая по Волго-Уральской НГП составляет 78 %, а по Западно-Сибирской НГП – 54,8 %, открытия месторождений нефти и газа в Западной Сибири являются более перспективными. Как следствие, недостаточность инвестиционного потенциала ГРП недропользователей, ведущих свою деятельность в специфических условиях, является сдерживающим фактором.

Таким образом, сформировавшийся и развивающийся инвестиционный дисбаланс между воспроизводством и добычей УВ как результат недофинансированности ГРП вследствие наличия инвестиционного дестабилизатора стал одним из факторов низкой обеспеченности запасами нефти, отраженной в вышеуказанной Стратегии.

Выводы

Полученные результаты позволяют выделить следующие основные факторы, повлиявшие на формирование устойчивых тенденций.

1. Предлагаемая методика оценки воспроизводственных процессов на всех этапах инвестиционного цикла позволяет отразить взаимосвязь всех ключевых показателей развития нефтегазовой отрасли путем расчета динамической эффективности этапов воспроизводственного процесса.
2. Влияние внешней среды на недропользователей вследствие стагнации цен на мировом рынке нефти на недропользователей усиливается под действием организационно-экономического механизма в системе недропользования и специфических условий деятельности (производственно-инфраструктурные, географо-климатические), что наиболее наглядно в Томской области.
3. Решение проблемы хронической недофинансированности ГРП видится авторами в использовании механизмов государственно-частного партнерства и активизации деятельности юниорных компаний [18, 19].
4. Сохраняющаяся политика интенсификации добычи нефти, поддерживаемая системой налогового льготирования добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [20, 21], обуславливает отрицательный прогноз перспектив добычи в средне- и долгосрочной перспективе без достаточной обеспеченности запасами.

5. Политика стимулирования добычи ТРИЗ лежит в основе различия во взглядах недропользователя и государства на целевое содержание льготы по НДС. Недропользователь видит компенсационную сущность налоговой льготы на извлечение ТРИЗ, а государство рассматривает ее в том числе и как дополнительный инвестиционный потенциал ГРР.
6. Льготы по налогу на прибыль в виде прироста к расходам на освоение природных ресурсов коэффициента, равного 1,5, предоставляются для геологического изучения, включающего поиски и оценку новых морских месторождений УВ. Однако желательны аналогичные льготы и для малых недропользователей, осуществляющих свою деятельность на территории Западной Сибири, что позволит увеличить инвестиционный потенциал ГРР, а следовательно, степень разведанности.
7. Роль воспроизводства ресурсов УВ снижается в формировании ВРП, что является следствием утраты организационной модели ведения ГРР, предполагавшей размещение нефтегазозапасных экспедиций в соответствии с картой нефтегазоносности, которые вносили существенный вклад в создание добавленной стоимости.
8. Стопроцентное изъятие доходов от добычи нефти и газа в федеральный бюджет влияет наиболее сильно на снижение инвестиционного потенциала в Томской области, так как масштабы

деятельности добывающих предприятий таковы, что доходы, аккумулируемые в территориальном бюджете, несопоставимы с поступлениями по НДС в федеральный бюджет. Это является значимым фактором при реализации программ социально-экономического развития, в частности строительства транспортной логистики в северных добывающих районах Томской области.

Заключение

Проведение ГРР является основой для комплексного освоения и развития регионов и сохранения минерально-сырьевой безопасности России, а следовательно, способствует укреплению ее экономических позиций на мировом рынке. Таким образом, проведенное исследование является дополнительным аргументом необходимости корректировки государственного регулирования в недропользовании с целью стимулирования стратегических важных видов полезных ископаемых. Необходимо развивать механизмы государственного и частного финансирования и финансового стимулирования.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант 18-010-00660 А «Концептуальные подходы к парадигме устойчивого и сбалансированного недропользования области с учетом специфики минерально-сырьевой базы и отраслевой структуры в целях обеспечения долгосрочного социально-экономического роста нефтедобывающего региона».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 22.12.2018 г. № 2914-р). М., 2018. URL: <http://government.ru/docs/35247/> (дата обращения: 29.03.2019).
2. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / А.Э. Которович, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, М.В. Мишенин, В.Ю. Немов // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097–2114. DOI: 10.15372/GiG20161201.
3. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I.V. Filimonova, L.V. Eder, M.V. Mishenin, T.M. Mamakhmatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – V. 84. – № 1. – P. 1–5. DOI: 10.1088/1755-1315/84/1/012011.
4. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016 и 2017 годах» / гл. ред. Е.А. Киселев. – М., 2018. – 370 с.
5. Государственные доклады «О состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан» за 2005–2014 гг. URL: <http://eco.tatarstan.ru/gosdoklad.htm> (дата обращения: 04.03.2019).
6. Государственные доклады «О состоянии и охране окружающей среды Томской области» за 2003–2016 гг. URL: https://ogbu.green.tsu.ru/?page_id=1456 (дата обращения: 12.03.2019).
7. Доклады «Об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре» за 2008–2016 гг. URL: <https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchety/> (дата обращения: 12.03.2018).
8. Шарф И.В. Методологические подходы к оценке эффективности воспроизводства запасов углеводородов // Фундаментальные исследования. – 2019. – № 2. – С. 43–48. URL: <http://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=42413> (дата обращения: 14.04.2019).
9. Alimohammadlou M., Mohammadi S. Evaluating the productivity using Malmquist index based on double frontiers data // Procedia – Social and Behavioral Sciences. – 2016. – № 230. – P. 58–66. DOI: 10.1016/j.sbspro.2016.09.008.
10. Azad A.K., Masum A.K., Haque S. Use of Circular Malmquist Index (CMI) and Variable Returns to Scale (VRS-MI) in Productivity Measurement – a Comparative Study // International Journal of Ethics in Social Sciences. – 2014. – V. 2. – № 2. – P. 69–76.
11. Bao H., An X. Reliability Test on Oil Field Efficiency with DEA // Energy Procedia. – 2011. – V. 5. – P. 1473–1477. DOI: 10.1016/j.egypro.2011.03.252.
12. Malmquist S. Index numbers and indifference surfaces // Trabajos de Estadística. – 1953. – V. 4. – № 2. – P. 209–242. DOI: 10.1007/BF03006863.
13. Jafari Y. Malmquist Productivity Index for Multi Time Periods // International Journal of Data Envelopment Analysis. – 2014. – V. 2. – № 1. – P. 315–322.
14. Productivity Growth, Technical Progress, and Efficiency Changes in Industrialised Countries / R. Fare, S. Grosskopf, M. Norris, Z. Zhang // American Economic Review. – 1994. – V. 84. – № 1. – P. 66–83.
15. Tohidi G., Razavyan S. A circular global profit Malmquist productivity index in data envelopment analysis // Applied Mathematical Modelling. – 2013. – V. 37. – № 1–2. – P. 216–227. DOI: 10.1016/j.apm.2012.02.026.

16. Шарф И.В. Экономические аспекты классификации запасов углеводородов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2017. – № 1. – С. 236–254. DOI: 10.17122/ogbus-2017-1-236-254.
17. Миловидов К.Н. Критерии и методы оценки эффективности воспроизводства запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1989. – 224 с.
18. New directions for sustainable development of oil and gas industry of Russia: Innovative strategies, regional smart specializations, public-private partnership / L.V. Eder, I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, A.V. Komarova, S.M. Nikitenko // Surveying Geology and Mining Ecology Management: International Multi-disciplinary Scientific GeoConference. – 2017. – V. 17. – № 15. – P. 365–372. DOI: 10.5593/sgem2017H/15/S06.046.
19. Kushnir M.A., Kushnir V.Y. Effect of a public-private partnership on investment attractiveness of gold mining projects // Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2019. – Iss. 1. – P. 200–207. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-01-0-200-207
20. Grinkevich L.S., Sharf I.V., Borzenkova D.N. Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – V. 27. – № 11. – P. 1–5. DOI: 10.1088/1755-1315/27/1/012079.
21. Sabitova N.M., Shavaleyeva Ch.M. Oil and gas industry and risks in the Russian Federation budget system // Oil Industry – 2018. – Iss. 4. – P. 12–15. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-12-15.

Поступила 18.06.2019 г.

Информация об авторах

Шарф И.В., кандидат экономических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Михальчук А.А., кандидат физико-математических наук, доцент отделения математики и информатики Школы базовой инженерной подготовки Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Филимонова И.В., доктор экономических наук, ведущий научный сотрудник Центра экономики недропользования Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

UDC 553.98:332.05:51.77

DYNAMIC EFFECTIVENESS OF REPRODUCTION IN RESOURCE PRODUCING REGIONS

Irina V. Sharf¹,
irina_sharf@mail.ru

Alexander A. Mikhalechuk¹,
aamih@tpu.ru

Irina V. Filimonova²,
filimonovaiv@list.ru

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

² Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
3, Ac. Koptuyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance of the research is caused by deterioration of hydrocarbon resource base both in quality and quantity. The positive dynamics of reproduction is a basis for sustainable long-term operation of oil and gas sector and social-economic development of resource producing regions. Due to the lack of direct functional dependence in the process the research methods that would allow revealing negative factors and trends are required at all reproduction stages of investment cycle. These factors have resulted from changes taking place in hydrocarbon market and government control in subsurface use.

The aim of the research is the comparative assessment of reproduction effectiveness in resource producing regions taking into account economic-mathematical models based on the nonparametric statistical techniques.

Object: raw mineral base of resource producing regions of the Russian Federation.

Methods: regression, Malmquist Productivity Index.

Results. The paper presents characteristics of general trends in resource and oil reserve reproduction in Russia reflecting qualitative and quantitative characteristics of oil resource base. The research methods based on developing dynamic effectiveness is considered. It demonstrates the tendency of subsurface use entities' response to the changes in macroeconomic environment as well as in the subsurface use sector in terms of tax incentives. Block model of investment cycle combined with the following blocks – geological-engineering, production, management-industrial, social-economic, budget, tax – is the technological tool of assessing reproduction at all stages of investment cycle. It allows us to show the interaction of all key indicators in petroleum industry development. Modelling makes it possible to reveal an investment destabilizer in the form of combined effect of management-economic mechanism in subsurface use in terms of tax incentives and price parameters in the oil world market. In this context, the most intensive effect is observed in Tomsk region.

Key words:

Oil, reserves, Malmquist Index, dynamic effectiveness, investment reproduction cycle.

The research is supported by RFFR grant 18-010-00660A «Conceptual approaches to the paradigm of sustainable and balanced subsoil use taking into account mineral base specificity and industry structure to provide long-term social-economic growth of the oil-producing region».

REFERENCES

1. *Strategiya razvitiya mineralno-syrovoy bazy Rossiyskoy Federatsii do 2035 goda. Utv. Rasporyazheniem Pravitelstva RF ot 22.12.2018 g. № 2914-r* [The strategy for development of the mineral resource base of the Russian Federation until 2035. Approved by the Order of the Government of the Russian Federation of 22.12.2018, No. 2914-p]. Moscow, 2018. Available at: <http://government.ru/docs/35247/> (accessed 29 March 2019).
2. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V., Mishenin M.V., Nemov V.Y. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects. *Russian Geology and Geophysics*, 2016, vol. 57, no. 12, pp. 1653–1667. In Rus.
3. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2017, vol. 84, no. 1, pp. 1–5. DOI: 10.1088/1755-1315/84/1/012011.
4. *Gosudarstvenny doklad «O sostoyanii i ispolzovanii mineralno-syrevykh resursov Rossiyskoy Federatsii v 2016 i 2017 godakh»* [State report «On the state and use of mineral resources of the Russian Federation in 2016 and 2017»]. Ed. by E.A. Kiselev. Moscow, 2018. 370 p.
5. *Gosudarstvennye doklady «O sostoyanii prirodnnykh resursov i ob okhrane okruzhayushchey sredy Respubliki Tatarstan» za 2005–2014 gg.* [State reports «On the state of natural resources and on environmental protection of the Republic of Tatarstan» for 2005–2014]. Available at: <http://eco.tatarstan.ru/gosdoklad.htm> (accessed 12 March 2019).
6. *Gosudarstvennye doklady «O sostoyanii i okhrane okruzhayushchey sredy Tomskoy oblasti» za 2003–2016 gg.* [State reports «On the condition and environmental protection of the Tomsk region» for the period of 2003–2016.] Available at: https://ogbu.green.tsu.ru/?page_id=1456 (accessed 12 March 2019).
7. *Doklady «Ob ekologicheskoy situatsii v Khanty-Mansiyskom avtonomnom okruge – Yugre» za 2008–2016 gg.* [Reports «On the environmental situation in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Ugra» for 2008–2016]. Available at: <https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchety/> (accessed 12 March 2019).
8. Sharf I.V. Methodological Approaches to Assess Reproduction Efficiency of Hydrocarbon Reserves. *Fundamental research*,

- 2019, no. 2, pp. 43–48. In Rus. Available at: <http://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=42413> (accessed 14 April 2019).
9. Alimohammadlou M., Mohammadi S. Evaluating the productivity using Malmquist index based on double frontiers data. *Procedia – Social and Behavioral Sciences*, 2016, no. 230, pp. 58–66. DOI: 10.1016/j.sbspro.2016.09.008.
10. Azad A.K., Masum A.K., Haque S. Use of Circular Malmquist Index (CMI) and Variable Returns to Scale (VRS-MI) in Productivity Measurement- a Comparative Study. *International Journal of Ethics in Social Sciences*, 2014, vol. 2, no. 2, pp. 69–76.
11. Bao H., An X. Reliability Test on Oil Field Efficiency with DEA. *Energy Procedia*, 2011, vol. 5, pp. 1473–1477. DOI: 10.1016/j.egypro.2011.03.252.
12. Malmquist S. Index numbers and indifference surfaces. *Trabajos de Estadística*, 1953, vol. 4, no. 2, pp. 209–242. DOI: 10.1007/BF03006863.
13. Jafari Y. Malmquist Productivity Index for Multi Time Periods. *International Journal of Data Envelopment Analysis*, 2014, vol. 2, no. 1, pp. 315–322.
14. Fare R., Grosskopf S., Norris M., Zhang Z. Productivity Growth, Technical Progress, and Efficiency Changes in Industrialised Countries. *American Economic Review*, 1994, vol. 84, no. 1, pp. 66–83.
15. Tohidi G., Razavyan S. A circular global profit Malmquist productivity index in data envelopment analysis. *Applied Mathematical Modelling*, 2013, vol. 37, no. 1–2, pp. 216–227. DOI: 10.1016/j.apm.2012.02.026.
16. Sharf I.V. Economic Aspects of Hydrocarbon Reserves Classification. *Oil and Gas Business*, 2017, no. 1, pp. 236–254. In Rus. DOI: 10.17122/ogbus-2017-1-236-254.
17. Milovidov K.N. *Kriterii i metody otsenki effektivnosti vosproizvodstva zapasov nefti i gaza* [Criteria and methods for evaluating the efficiency of reproduction of oil and gas reserves]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 224 p.
18. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Komarova A.V., Nikitenko S.M. New directions for sustainable development of oil and gas industry of Russia: Innovative strategies, regional smart specializations, public-private partnership. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference. Surveying Geology and Mining Ecology Management*, 2017, vol. 17, no. 15, pp. 365–372. DOI: 10.5593/sgem2017H/15/S06.046.
19. Kushnir M.A., Kushnir V.Y. Effect of a public-private partnership on investment attractiveness of gold mining projects. *Mining Informational and Analytical Bulletin*, 2019, Iss. 1, pp. 200–207. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-01-0-200-207
20. Grinkevich L.S., Sharf I.V., Borzenkova D.N. Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 27, no. 11, pp. 1–5. DOI: 10.1088/1755-1315/27/1/012079.
21. Sabitova N.M., Shavaleyeva Ch.M. Oil and gas industry and risks in the Russian Federation budget system. *Oil Industry*, 2018, Iss. 4, pp. 12–15. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-12-15.

Received: 18 June 2019.

Information about the authors

Irina V. Sharf, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexander A. Mikhalechuk, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Irina V. Filimonova, Dr. Sc., leading researcher, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS.

УДК 553.98;550.4;571.12

ГЕНЕЗИС УГЛЕВОДОРОДОВ ЮРСКОГО И ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСОВ ЧИСТИННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗОНА КОЛТОГОРСКО-УРЕНГОЙСКОГО ПАЛЕОРИФТА)

Коржов Юрий Владимирович¹,
ykor1962@mail.ru

Лобова Галина Анатольевна²,
lobovaga@tpu.ru

Исаев Валерий Иванович^{2,1},
isaevvi@tpu.ru

Стариков Андрей Иванович¹,
a_starikov@ugrasu.ru

Кузина Марина Яковлевна¹,
m_kuzina@ugrasu.ru

Орлов Сергей Анатольевич¹,
yunitov@mail.ru

¹ Институт нефти и газа Югорского государственного университета,
Россия, 928011, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Определяется генезис углеводородов в юрском и доюрском комплексах Чистинной группы месторождений, расположенных в пределах развития Колтогорско-Уренгойского палеорифта. Исследование актуально для обоснования стратегии поисков нефтегазовых залежей с учетом тектоники фундамента Западно-Сибирской плиты.

Цель: установление «главного источника» углеводородов залежей юрского и доюрского горизонтов на рифтогенных участках фундамента.

Объекты и методы исследования. Исследован керновый материал юрского и доюрского комплексов продуктивных и непродуктивной скважин Чистинной группы месторождений Вартовского нефтегазоносного района. Литолого-петрографическая характеристика выполнена на основе оптической микроскопии. Методами органической геохимии, хромато-масс-спектрометрии определено содержание в породе подвижных углеводородов, включая ряды *n*-алканов, *n*-алкилбензолов, компонентов рядов нафталина и фенантрена.

Результаты и выводы. Построена геохимическая модель меж- и внутрипластовой миграции углеводородов. Состав углеводородов верхней части юрского разреза указывает, что залежи нефти в васюганской свите (пласт Ю₁) формировались в результате эмиграции углеводородов из аргиллитов баженовской и георгиевской свит. Органическое вещество пород фундамента и низов юрского разреза отличается от вышележащих отложений по молекулярному и групповому составу углеводородов и, вероятно, не участвовало в заполнении верхнеюрских ловушек. Триасовые вулканы неблагоприятны для образования резервуаров УВ, пустоты залечены вторичными минералами из-за развитых гидротермальных процессов и отсутствия значимой дизъюнктивной тектоники, прогноз заполнения ловушек коры выветривания из вышележащего «юрского источника» маловероятен. В доюрском основании из органического вещества палеозойского генезиса могут сформироваться мелкие залежи. В рассматриваемой зоне континентального палеорифта реализуется классический депрессионный режим нефтегазообразования.

Ключевые слова:

Юрский и доюрский комплексы, литология, «главный источник» углеводородов, оптическая микроскопия и методы органической геохимии, геохимическая модель миграции и аккумуляции углеводородов рифтогенных участков Западно-Сибирской плиты.

Введение

Нефтеносность фундамента Западно-Сибирской плиты (ЗСП) подтверждена на всех крупных сводовых структурах. Залежи обнаружены в интервалах доюрского фундамента и коры выветривания Сургутского, Александровского, Красноленинского сводов. Распределение месторождений неравномерно, в большинстве промышленные дебиты из верхних горизонтов фундамента низкие или средние, в пределах 10...50 м³/сут [1, 2], но на

отдельных участках получены фонтанирующие притоки, до 400...600 м³/сут – Ханты-Мансийское месторождение [3]. Неравномерная концентрация запасов в доюрских отложениях ЗСП обусловлена, вероятно, различными механизмами аккумуляции углеводородов (УВ) или различными условиями генерации нефти и газа из рассеянного осадочного органического вещества (ОВ).

Согласно стратиграфо-тектоническим моделям [4, 5], доюрское основание ЗСП является сложным

и гетерогенным тектоническим сооружением. Здесь представлены как депрессионные бассейновые зоны, так и зоны с признаками столкновения литосферных плит, а также протяженная с севера на юг разветвленная пермь-триасовая грабен-рифтовая система с усиленным геодинамическим режимом недр [6].

Все указанные тектонические структуры, в соответствии с идеями тектоники плит и плюмовой тектоники [7, 8], в пределах ЗСП являются потенциально нефтеносными. В депрессионных зонах реализуется классическая осадочно-миграционная модель нефтеобразования [9, 10], предполагающая наличие нефтематеринских свит и резервуаров. В участках коллизии плит или рифта рядом исследователей признается многофакторность и нелинейность процесса генезиса нефти и газа. В пределах рифтовых участков, где высокий тепловой поток, углеводородный флюид может генерироваться как непосредственно ОВ осадочных комплексов бассейнов рифтогенного типа, так и за счет неорганического синтеза [11, 12]. В районах столкновения литосферных плит создаются наиболее благоприятные условия нефтегазообразования за счет максимальной раскрытости недр и обмена флюидами поверхностных и глубинных сфер [7, 13].

Такой многофакторный и многовариантный научный подход к вопросу происхождения залежей нефти и газа мало применим в прогнозно-оценочных и поисковых работах на нефть. На практике поисков в доюрских комплексах ЗСП геологи и геофизики выстраивают стратегию на критериях «зон разуплотнения» и четко определенной концепции «главного источника». Для поисков «зон разуплотнения» практически всегда применяется сейсморазведка [1, 14] и рекомендуется гравиразведка [15–17]. А вот концепция «главного источника» дискутируется в двух вариантах: 1) глубинная нефть формирует залежи палеозоя, триаса и юрского комплекса [18, 19]; 2) нефть – продукт материнских юрских отложений и заполняет резервуары триаса и палеозоя [20–23]. Отсюда следует сильная неоднозначность рекомендаций относительно стратегии поисков в доюрском основании, да и в юрском комплексе.

Ранее [24, 25], для уточнения представлений о генезисе углеводородов в *областях устойчивых погруженных кристаллических массивов*, авторами предпринимались геохимические, геофизические и литолого-петрографические исследования юрского и доюрского комплексов в пределах Рогожниковской группы месторождений (рис. 1, А, Краснотенинский свод). Методами геоплотностного моделирования, оптической микроскопии и органической геохимии были выявлены и охарактеризованы две зоны внутрипластовой и межпластовой миграции углеводородов. Одна – в интервале верхнеюрских отложений, вторая – низы юрского разреза и верхний интервал триаса. Обоснован приток углеводородов в триасовые породы из низов тюменской свиты.

Текущее исследование направлено на внесение ясности в концепцию «главного источника» залежей УВ на одном из *рифтогенных* участков ЗСП – Чистинной группы месторождений (рис. 1), расположенной в районе локального растяжения в западном борту Колтогорско-Уренгойского палеорифта [26]. Нужно отметить, что ранее в рассматриваемом и смежных районах проведен большой объем генетических исследований сырой нефти по составу ароматических углеводородов [27], по составу и количеству стеранов, терпанов и алканов [28].

Нами исследовано послойное распределение таких классических геохимических индикаторов [29, 30], как ряды *n*-алканов и *n*-алкилбензолов (*n*-АБ) в керне пород юрского и доюрского комплексов скважин ЗЧ501 и СЧ480, продуктивных в верхнеюрских отложениях. Сравнение выполнено с данными исследования керна верхнеюрских отложений непродуктивной (фоновой) скважины ЮЧ511. Фоновая скважина находится в непосредственной близости от контура нефтеносности, но без признаков нефтепроявления.

Нефтегеологическая характеристика объекта исследований

В тектоническом отношении Чистинный участок приурочен к восточному борту Юганской мегавпадины [31]. Он охватывает Северо-Чистинную и Западно-Чистинную антиклинальные складки. Согласно нефтегеологическому районированию, Чистинный участок объединяет Чистинное, Северо-Чистинное, Южно-Чистинное и Западно-Чистинное месторождения Вартовского нефтегазозносного района. Залежи нефти здесь приурочены к нижнеюрскому, верхнеюрскому и нижнемеловому (ачимовская пачка) нефтегазозносным комплексам (НГК). Залежей в доюрском НГК, индивидуально идентифицированных, в пределах исследуемого участка пока не обнаружено. Однако нужно отметить факт совместного испытания [32], включающего интервал пласта Ю₁₁ в нижнеюрском НГК и верхнюю часть палеозоя, давшего дебит нефти 38 м³/сут. Но и при отдельном опробовании этого нижнеюрского пласта получен приток нефти 5,8 м³/сут.

Верхнеюрский НГК включает залежи в пластах горизонта Ю₁. В пределах участка выявлена невыдержанность по площади песчаного резервуара. Залежь нефти литологически экранированного типа занимает западное крыло Северо-Чистинного структурного мыса, она включает скопления нефти, открытые скважинами.

На Западно-Чистинном поднятии бурением поисковой скважины 501 открыта залежь нефти в пласте Ю₁¹ с эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта 9,2 м. Залежь пластово-сводовая, осложненная в южной части литологическим экраном. По величине извлекаемых запасов месторождение относится к категории средних, по геологическому строению – к сложным.

Для изучения нефтегазоносности фундамента и юрских отложений выбраны скважины (рис. 1, Б), геохимические и литолого-петрографические особенности керн которых позволят внести большую ясность в концепцию «главного источника» УВ в доюрском основании ЗСП – это Северо-Чистинная 480, Западно-Чистинная 501 и Южно-Чистинная 511 (законтурная), расположенные в пределах Чистинного участка.

Методика исследований

Керновый материал продуктивной скважины ЗЧ501 (11 образцов) включает породу в пределах интервалов развития юрского и доюрского нефтегазоносных комплексов. В продуктивной СЧ480 (11 образцов) и фоновой ЮЧ511 (3 образца) исследованиями охвачен только юрский комплекс, включая георгиевскую, васюганскую и частично тюменскую свиты.

Минеральный состав пород изучен на поляризационном микроскопе ПОЛАМ 2–213М. Гранулометрический анализ образцов из доюрского комплекса выполнен также в шлифах, оптическим методом. Далее для специальных геохимических исследований [24] пробы были измельчены на лабораторном оборудовании до зернения не более 2 мм.

Выделение слабополярных углеводородов выполняли двойной холодной экстракцией смесью растворителей н-гексан: хлороформ (80:20 об. %). Данный растворитель избирательно экстрагирует углеводороды рядов n-алканов C_{9-40} , алкилбензолов C_{9-33} , нафталинов C_{10-13} , фенантронов C_{14-16} , другие малополярные вещества, почти не захватывая смолистые компоненты битумоида пород. Анализ экстрактов проведен на хромато-масс-спектрометре PerkinElmer Clarus 500MS.

Оценка полноты выделения индивидуальных веществ и групп углеводородов выполнена на кон-

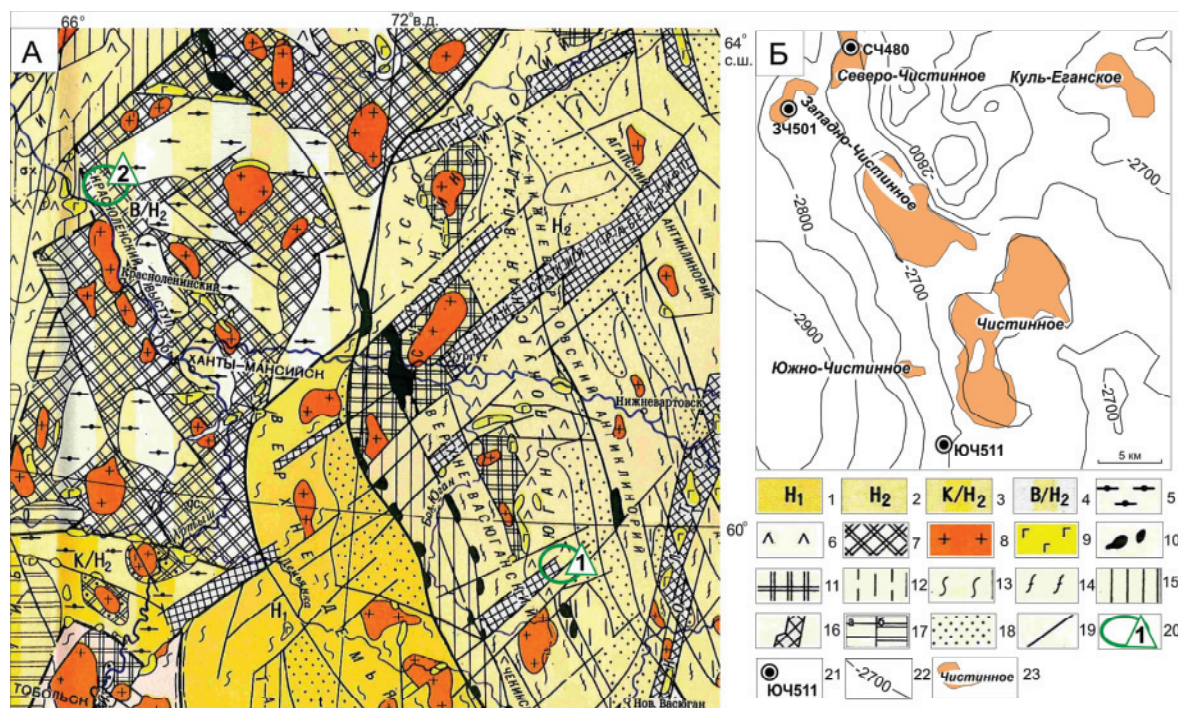


Рис. 1. Обзорная схема исследования на тектонической основе [26] (А) и положение исследуемых скважин на структурной карте по отражающему горизонту Б (Б). К схеме А: (1–4) – возраст стабилизации области: 1 – раннегерцинский, 2 – позднегерцинский, 3 – докарельской и карельской складчатости, 4 – байкальской складчатости, 5 – наложенные впадины и прогибы в пределах устойчивых массивов, 6 – раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонид и герцинид, 7 – выступы-горсты байкалид, 8 – гранитоиды, 9 – базиты, 10 – ультрабазиты, 11 – ядра антиклинорий байкалид, 12 – межгорные прогибы, 13 – унаследованные антиклинорные зоны, 14 – инверсионные антиклинорные зоны, 15 – унаследованные синклинорные зоны, 16 – ранне-мезозойские грабен-рифты, 17 – краевые прогибы, 18 – межгорные прогибы и впадины, 19 – разломы, 20 – район исследований: Чистинная группа месторождений (1), Рогожниковская группа месторождений (2). К положению Чистинных скважин (Б): 21 – исследуемая скважина и ее индекс; 22 – изогипсы кровли юрских отложений (м); 23 – месторождение УВ и его название

Fig. 1. Overview scheme of the study on tectonic basis [26] (A) and the position of the wells on the structural map of the reflecting horizon B (B). To the scheme A: (1–4) – age of stabilization of the region: 1 – early Hercynian, 2 – late Hercynian, 3 – pre-Karelian and Karelian orogeny, 4 – Baikalian orogeny, 5 – imposed depressions and troughs in stable landmasses, 6 – early Mesozoic depressions and grabens within the caledonides and hercynides, 7 – horsts of baikalides, 8 – granitoids, 9 – mafics, 10 – ultrabasic rocks, 11 – cores of anticline of baikalides, 12 – intermountain troughs, 13 – inherited anticlinoria zones, 14 – inversion anticlinoria zones, 15 – inherited synclino-ria zones, 16 – early Mesozoic graben-rift, 17 – fore deeps, 18 – intermountain troughs and depressions, 19 – faults, 20 – area of re-search: Chistinnaya group of fields (1), Rogozhnikovskiy group of fields (2). To the position of wells of Chistinnoe (B): 21 – the investi-gated well and its index; 22 – isoheights of the superface of Jurassic sediments (m); 23 – oil field and its name

трольном образце песчаника керна скважины 7 Борового месторождения [33]. Исходное содержание углеводородов в образце было определено хромато-масс-спектрометрией, после исчерпывающей экстракции хлороформом в аппарате Сокслета, на уровне 0,831 мг/кг н-алканов C_{8-35} , 0,0082 мг/кг н-алкилбензолов C_{8-32} , 0,0173 мг/кг алкилнафталинов C_{10-12} и алкилфенантронов C_{14-15} . При однократной экстракции смесью н-гексан: хлороформ (80:20 об.) с образца песчаника было экстрагировано 80–90 % указанных углеводородов, до триаренов включительно. После экстракции по второй ступени указанные соединения не обнаруживаются методом хроматографии в остаточном битумоиде при его исчерпывающей экстракции хлороформом в аппарате Сокслета.

Точность аналитических результатов при повторных анализах образцов керна глубоких скважин месторождений Боровое (скв. Б7), Южно-Чистинное (скв. ЮЧ511), Северо-Чистинное (скв. СЧ480), Рогожниковское (скв. Р765, Р718) в условиях прецизионности эксперимента, составляет [24]:

- для диапазона концентраций 0,005...0,010 мг/кг – на уровне $\pm 32-33$ %;
- для концентрации 0,015 мг/кг – на уровне ± 30 %;
- для концентрации 1,30 мг/кг – на уровне ± 20 %.

Минимальный предел обнаружения (с точностью определения не выше ± 35 % отн.) составляет 0,005...0,010 мг/кг. При определении меньших концентраций (1...5 мкг/кг) разброс значений, по предварительным оценкам, возрастает до 50 %.

Выбор групп углеводородов для выполнения сравнительных исследований следующий. Учитывалось, что керн хранился в течение ряда лет в открытом состоянии в специальных условиях хранения в АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана» (г. Ханты-Мансийск). Поэтому в качестве информативных показателей состава органического вещества принято к рассмотрению содержание в породе рядов н-алканов C_{9-40} и н-алкилбензолов C_{8-34} , наиболее устойчивых к окислению и выветриванию [34, 35].

Литолого-петрографическое исследование пород доюрского и юрского комплексов

Разрез доюрских пород представлен только в скважине ЗЧ501. Здесь вскрыта триасовая толща на глубине 3390 м и прослежена до 3500 м. По скважине отобрано 11 образцов: 7 из доюрского комплекса, 2 из нижнеюрских и 2 из верхнеюрских отложений. Для 10 из них сделаны петрографические шлифы. В скважинах СЧ480 и ЮЧ511 керном охарактеризована только юрская часть разреза. Отобрано для исследований 11 и 3 образца из нижнеюрский и верхнеюрских отложений, соответственно. На рис. 2 приводятся фотографии шлифов.

Породы триасового комплекса сложены вулканогенно-осадочными туфо-базальтами. Верхний рассматриваемый интервал (3425...3431,3 м) представлен сильно изменёнными туфами предположительно основного состава. В шлифах (рис. 2, а) наблюдаются кристаллокласты плагиоклаза, почти нацело замещённые карбонатом и соссюритом, и кристаллокласты темноцветных минералов, замещённые хлоритом и карбонатом.

Матрикс породы интенсивно изменён, вторичные минералы – карбонат, хлорофит, глинистые и рудные минералами, в выполнении участвуют гидроокислы железа. 10...35 % породы занимают миндалины (рис. 2, б), размер которых колеблется от 0,5 мм до 2 см. Строение зональное, часто краевые части выполнены кальцитом, далее идёт хлоритовая оторочка и в центре – халцедон. В наиболее крупных из миндалин центральные части заполнены кристаллическим кварцем. Имеются залеченные трещины мощностью до 5 мм. Трещинное пространство выполнено карбонатом и халцедоном с примесью слоистых агрегатов. В отдельных миндалинах и по трещинам наблюдается битуминозное вещество (образец 10 ЗЧ501). В слое 3439...3441 м залегают туфо-базальты темно-серого цвета. В шлифах видно, что породы практически не содержат порфировых вкрапленников, основная масса интенсивно изменена, большое содержание рудных минералов и гидроокислов железа. Миндалины редки, размером до 1 см, имеют зональное строение, выполнены карбонатом, халцедоном, сапонитом. Интервал 3497,6...3499 м сложен красно-коричневыми миндалекаменными туфами. Миндалины занимают до 50 % породы, размером до 2 см, краевые части сложены кристаллическим кальцитом, центральные – сферолитами халцедона (рис. 2, б).

Таким образом, доюрская часть разреза в 501 скважине сложена типично грабен-рифтовой ассоциацией пород вулканогенно-осадочного генезиса, претерпевших сильные гидротермальные изменения. Первоначально основной состав породы, в результате гидротермальной проработки, оказался значительно карбонатизированным, хлоритизированным, гематитизированным. Кроме того, часто поровое пространство и трещины выполнены битуминозным веществом.

Необходимо отметить, что такие породы, как туфы основного состава, обладают благоприятными для образования резервуаров УВ свойствами – они содержат достаточное количество пустот, при гидротермальной проработке сохраняют крепкий минеральный каркас. Но в данном случае породы не трещиноватые, имеющиеся миндалины и трещины залечены вторичными минералами, то есть из-за сильно развитых гидротермальных процессов и отсутствия сколько-нибудь значимой дизъюнктивной тектоники свободного порового пространства в триасовых вулканитах не образовалось.

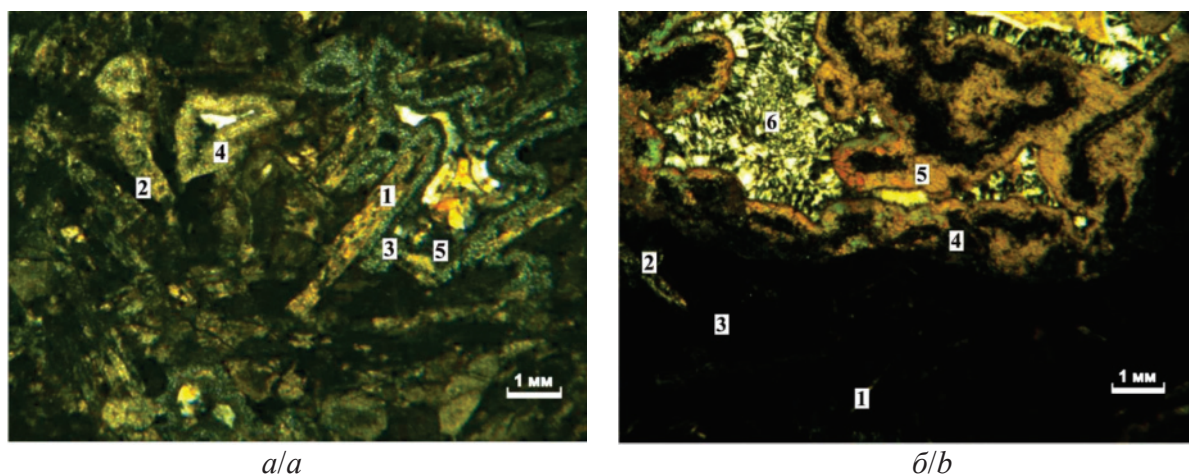


Рис. 2. а) Образец 7 ЗЧ501. Глубина 3425,8 м. Сильно изменённый вулканит основного состава. Кристаллокласты плагиоклаза (1) до 5 мм длиной почти полностью замещены вторичными минералами: кальцитом, сосюритом (2). Стекло замещено хлорофетом, темноцветы – боулингитом, гетитом. Миндалины зональные, размер от 0,5 мм до 1 см, краевые участки выполнены цеолитами (3) либо кристаллизационным кальцитом (4), далее идёт хлоритовая зона (5), центральные части выполнены халцедоном или кварцем; б) Образец 11 ЗЧ501. Глубина 3499 м. Сильно изменённый вулканит основного состава. Основная масса сложена бурым вулканическим стеклом (1), замещённым агрегатом карбоната, халцедона (2), глинистых образований (3), гидроокислами железа (4). Присутствуют миндалины зонального строения, хлоритовая оторочка, затем карбонатная зона (5) и в центре халцедон или кварц (6). (Николи Х)

Fig. 2. а) Core sample 7 ZCh501. Depth 3425,8 m. Strongly altered mafic volcanite. Plagioclase (1) up to 5 mm long, almost completely replaced by secondary minerals: calcite, saussurite (2). Glass replaced with peach, bowlingite, goethite. Amygdules are zonal, size from 0,5 mm to 1 cm, the edge areas are made of zeolites (3) or calcite (4), then there is a chlorite zone (5), the central parts are made of chalcedony or quartz; б) Sample 11 ZCh501. Depth 3499 m. Strongly altered mafic volcanite. The groundmass is composed of brown volcanic glass (1), replaced by a unit of carbonate, chalcedony (2), clay formations (3), iron hydroxides (4). There are amygdules of zonal structure, chlorite, then there is carbonate zone (5) and in the center there is chalcedony or quartz (6). (Crossed nicols)

Юрская система (J) представлена нижним, средним и верхним отделами. Нижнеюрский отдел (J_1) образует терригенную толщу *котухтинской свиты* (J_{1t}). Нижняя подсвита, с песчаным пластом J_{11} в основании перекрыта глинистой и битуминозной тогурской пачкой. Глинистая радомская пачка, с включениями битума, перекрывает песчано-гравелитовый пласт J_{10} . В образцах скважины ЗЧ501 котухтинская свита представлена среднезернистыми, слабослюдистыми, кварцевыми песчаниками с глинистым цементом, слабо серицитизированными светло-серыми алевролитами с включениями растительного детрита, а также слабослюдистыми серыми аргиллитами с углистым материалом.

Среднеюрский отдел (J_2) сложен породами континентального генезиса и обособляется в *тюменскую свиту* (J_{2a-bbt}). Происходит тонкое переслаивание песчано-алевролитовых и глинистых пачек с прослоями углей.

Верхнеюрский отдел (J_3), промышленно нефтеносный на Чистинной площади, формируется в глубоководно-морских и прибрежно-мелководных условиях. В состав келловей-титонского комплекса пород входят отложения васюганской, георгиевской и баженовской свит.

В нижней части *васюганской свиты* ($J_{2k}-J_{3o}$), на наиболее погруженных участках, в основании развит базальный песчано-алевролитовый пласт J_{2o} (пахомовская пачка). В скважине ЗЧ501 васю-

ганская свита (пласт J_{2o}) сложена тёмно-серыми аргиллитами с тонкими прожилками углистого материала и включениями растительных остатков, а также слабо сцементированными глинистым цементом мелкозернистыми, кварцевыми, серыми песчаниками. Эти породы сформировались в прибрежно-мелководных и морских условиях. В верхней подсвите происходит переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов с линзами углей, разделяющих горизонт J_1 на отдельные пласты (J_{11}^1 , J_{11}^2 , J_{11}^3). Толщина свиты в скважине ЗЧ501 достигает 105 м.

Выше по разрезу залегает *георгиевская свита* (J_{3km-tt}) мощностью 1...6 м. Отложения представлены образцами скважин СЧ480 и ЮЧ511 (фонная) – аргиллитами темно-серыми, почти черными со слабым зеленоватым оттенком. Свита перекрывается буровато-черными карбонатно-кремнисто-глинистыми породами *баженовской свиты* (J_{3tt}), сформировавшимися в морских условиях, богатыми органическим веществом сапропелевого типа.

Анализ геохимических данных для определения источника углеводородов

Основным нефтеносным объектом в пределах юрского комплекса Чистинного участка является васюганская свита (горизонт J_{11}). Нефти по плотности легкие и средние, малосернистые и сернистые, содержание смол – 6...10 %, парафинов – менее 3 %.

Региональным флюидоупором являются массивные аргиллиты баженовской свиты, они же, возможно, являются основным источником УВ вышележащих ловушек ачимовской пачки. В пределах участка мощность баженовской свиты от 10 до 30 м.

Для оценки перспектив нефтеносности доюрского основания изучен состав ОБ пород юрского и триасового комплексов. В таблице приведены данные по содержанию в образцах н-алканов C_{9-40} , алкилбензолов C_{9-33} , суммарно ароматических углеводородов (ΣAr), включая н-алкилбензолы, нафталины C_{10-13} , фенантроны C_{14-15} . В таблице также приведен расчетный геохимический параметр ($П/Ф$ =пристан/фитан) обстановки осадконакопления [36–38]. На рис. 3, 4 в разрезах скважин ЗЧ501 и СЧ480 представлено содержание в породе

н-алканов и н-алкилбензолов, а также показаны их гомологические молекулярно-массовые распределения (ММР).

В разрезе скважин СЧ480 и ЗЧ501 концентрация идентифицированных УВ в верхах васюганской свиты варьирует от 2,6 до 42,9 мг/кг и достигает в аргиллитах георгиевской свиты 152 мг/кг (образец 1 СЧ480). Соотношение насыщенных и ароматических – обычное для нефти, с преобладанием насыщенных УВ (таблица). В низах васюганской и в отложениях тюменской свиты содержание УВ в среднем меньше – от 2,4 до 15,4 мг/кг. Отличительной особенностью аргиллитов данного интервала является высокая концентрация ароматических, их содержание 7,8...8,0 мг/кг сравнимо с содержанием насыщенных УВ – 5,5...7,6 мг/кг. Такой состав УВ характерен для континентальных

Таблица. Характеристика органического вещества исследованного керна

Table. Characteristics of organic substance of the studied core

№ образца, порода Sample no., rock	Свита, пласт Suite, formation	Сумма ОВ, мг/кг Σorganic substance, mg/kg	Содержание в породе, мг/кг Contents in the rock, mg/kg				Параметр состава Composition parameter
			н-алканов C ₉ -C ₄₀ n-paraffins	н-АБ C ₈ -C ₃₄ n-alkylbenzenes	ΣAr ΣAr	Σидент. УВ ΣHC	П/Ф P/S
Площадь Западно-Чистинная, скважина 501/Chistinnoe West, well 501							
1, аргиллит/argillite	Васюганская (J ₂) vs, Ю ₂ Vasyugan	115,68	15,59	0,44	2,53	18,12	1,23
2, песчаник/sandstone	vs, Ю ₂	185,07	39,99	2,16	2,91	42,90	0,51
3, песчаник/sandstone	Котухтинская (J ₁) kt, Ю ₁₀ Kotukhtin	33,17	2,67	0,05	0,10	2,77	0,95
4, алевр./siltstone	kt, Ю ₁₁	41,59	6,53	0,13	0,45	6,98	1,14
5, туф/tuff	(Т)	35,53	4,16	0,07	0,13	4,29	0,92
6, туф/tuff	(Т)	23,52	2,85	0,05	0,07	2,92	1,04
7, туф/tuff	(Т)	41,17	3,39	0,05	0,08	3,47	1,05
8, туф/tuff	(Т)	33,88	4,07	0,08	0,10	4,17	0,68
9, туф/tuff	(Т)	41,44	5,27	0,11	0,17	5,44	0,89
10, туф/tuff	(Т)	21,78	0,67	0,01	0,02	0,69	0,76
11, туф/tuff	(Т)	63,38	4,84	0,10	0,16	5,00	0,99
Площадь Северо-Чистинная, скважина 480/Chistinnoe North, well 480							
1, аргиллит/argillite	Георгиевская (J ₂) gr Georgiev	2735,68	109,28	12,73	40,10	152,05	1,05
2, песчаник/sandstone	Васюганская (J ₂) vs, Ю ₁ Vasyugan	142,54	4,64	0,40	1,46	6,10	1,24
3, аргиллит/argillite	vs, Ю ₁	265,75	2,63	0,15	0,85	3,48	1,52
4, песчаник/sandstone		62,85	2,81	0,13	0,46	3,27	1,86
5, аргиллит/argillite		56,11	2,42	0,06	1,21	3,63	1,88
6, ар.+ ал./argillite + siltstone		134,70	3,69	0,08	3,95	7,64	2,67
7, песчаник/sandstone		55,15	1,77	0,08	0,86	2,63	2,08
8, аргиллит/argillite		144,22	5,47	0,16	7,96	13,43	3,75
9, песчаник/sandstone		59,99	1,68	0,07	0,75	2,43	1,63
10, ар.+ п./argillite + sandstone	Тюменская (J ₂) tm, Ю ₂ Tyumen	200,73	7,61	0,38	7,83	15,44	2,40
11, песч./sandstone	tm, Ю ₂	111,76	4,40	0,20	3,31	7,71	3,83
Площадь Южно-Чистинная, скважина 511/Chistinnoe South, well 511							
1, аргиллит/argillite	Георгиевская (J ₂) gr Georgiev	1200,25	80,33	5,47	14,69	95,02	1,44
2, песчаник/andstone	Васюганская (J ₂) vs, Ю ₁ Vasyugan	180,64	0,29	0,01	0,03	0,32	1,18
3, аргиллит/argillite	vs, Ю ₁	238,16	4,93	0,19	4,38	9,31	1,66

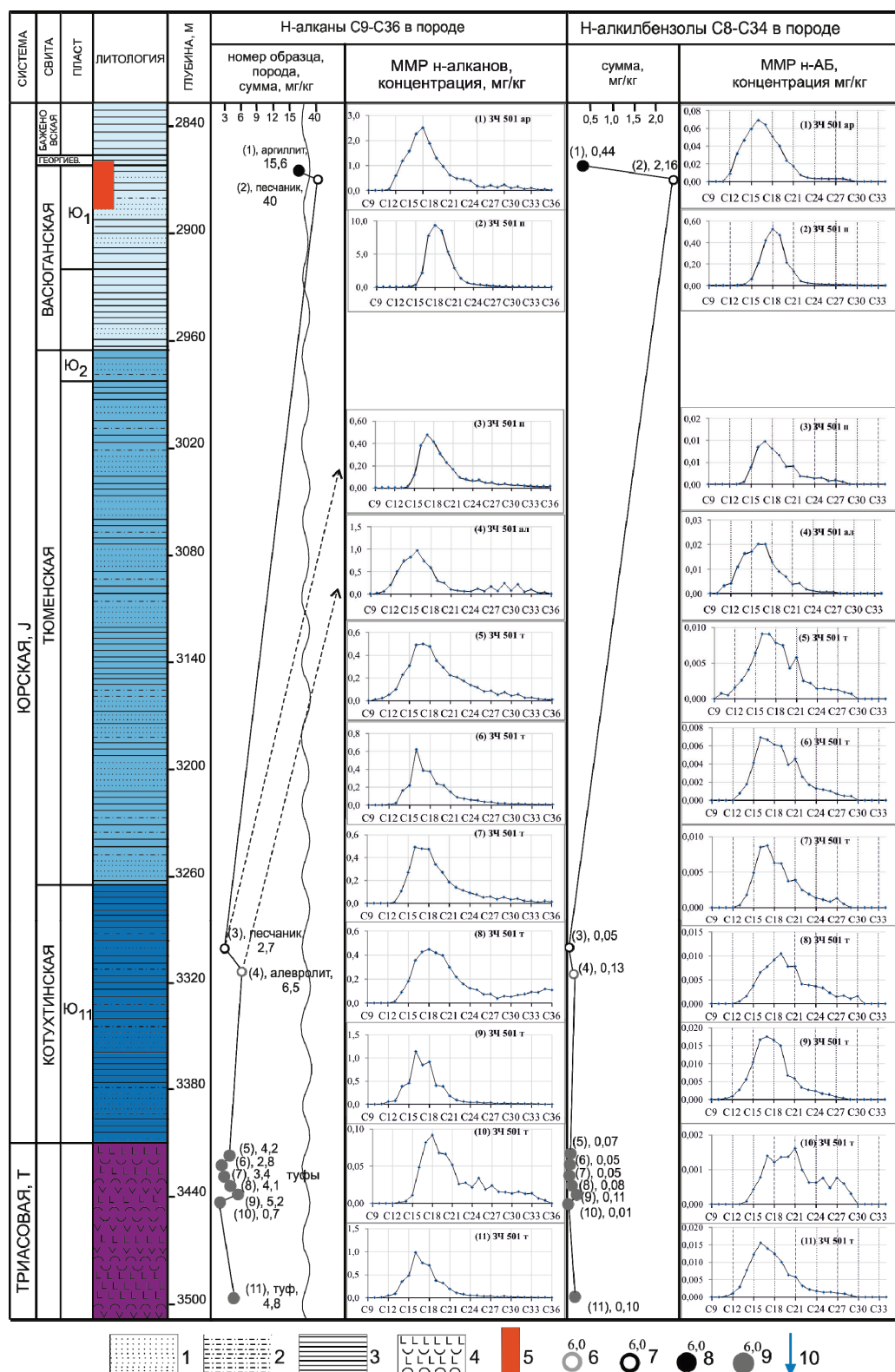


Рис. 3. Скважина Западно-Чистинная 501. Содержание и молекулярно-массовые распределения алкановых и ароматических УВ в разрезе юрских и триасовых отложений: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – породы фундамента; 5 – нефтепроявление; 6 – песчаник, концентрация (мг/кг); 7 – алевролит, концентрация; 8 – аргиллит, концентрация; 9 – туфы, концентрация; 10 – вероятное направление миграции УВ

Fig. 3. Well 501 Chistinnoe West. Contents and molecular mass distribution of n-alkanes and n-alkylbenzenes in Jurassic and Triassic sediments: 1 – sandstone; 2 – siltstone; 3 – argillite; 4 – basement rocks; 5 – oil show; 6 – sandstone, concentration (mg/kg); 7 – siltstone, concentration; 8 – argillite, concentration; 9 – tuffs, concentration; 10 – possible direction of migration of hydrocarbons

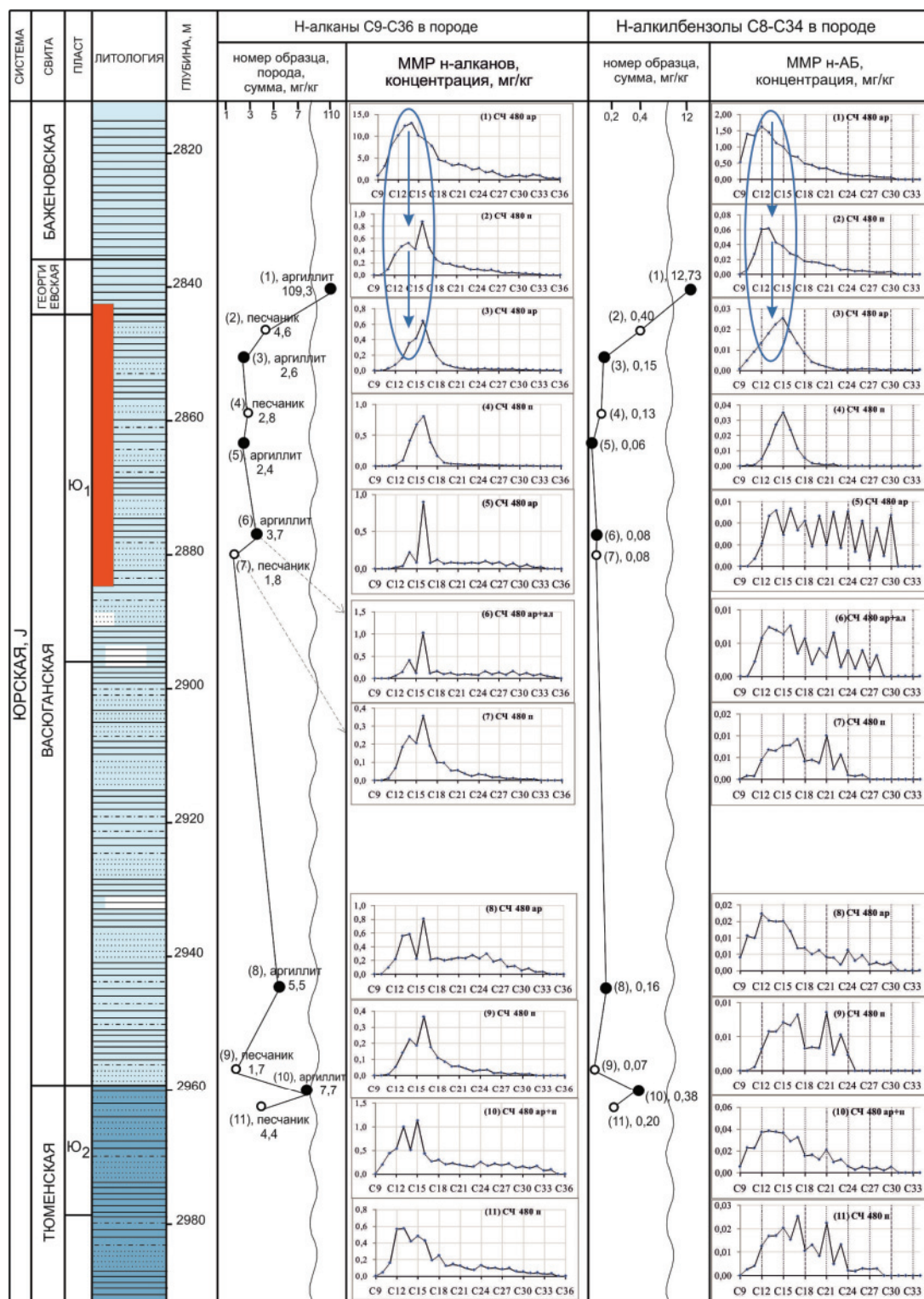


Рис. 4. Скважина Северо-Чистинная 480. Содержание и молекулярно-массовые распределения алкановых и ароматических УВ в разрезе юрских отложений. Условные те же, что на рис. 3

Fig. 4. Well 480 Chistinnoe North. Content and molecular mass distributions of n-alkanes and n-alkylbenzenes in the Jurassic sediments. The legend is the same as in Fig. 3

угольных толщ и, возможно, является местной особенностью осадконакопления. Интересно отметить, что для фоновой скважины Южно-Чистин-

ной 511 аргиллиты васюганской свиты также содержат органическое вещество с повышенной концентрацией ароматических.

ММР н-алканов и н-алкилбензолов в юрской зоне нефтепроявления (верх васюганской и георгиевской свиты) имеет в основном унимодальный характер с преобладанием легких гомологов C_{9-21} . В составе н-алканов васюганской и частично тюменской свит резко «выстреливает» концентрация гомолога C_{16} (иногда и C_{14}), а в составе н-алкилбензолов – C_{17} , C_{21} , C_{23} (рис. 4). Эта особенность прослеживается по юрским слоям, затухая в георгиевской свите в верхней части и в котухтинской свите в нижней части разреза, что указывает на существование достаточно свободных внутри и межпластовых перетоков в пределах тюменской и васюганской свит.

В породе георгиевской свиты вид ММР н-алканов и н-алкилбензолов резко отличается от нижележащих отложений. Вероятным источником углеводородов георгиевской свиты является примыкающая к ней баженовская толща. Поток УВ, эмигрирующих из баженовских глин, достаточно высок, чтобы обеспечить насыщение аргиллитов георгиевской свиты примерно на 15...20 м вниз по разрезу (до песчаника 2 СЧ480) и насытить песчаники углеводородами характерного нефтяного состава (рис. 4, овальный контур с указателями перетоков).

В «фоновых» образцах скважины Южно-Чистинной 511 распределение углеводородов в слоях пород практически повторяет наблюдаемое в продуктивной скважине Северо-Чистинной 480. Концентрации низки, за исключением георгиевской свиты, а ММР н-алканов и н-алкилбензолов широкие (C_9 - C_{33}). Нефтепроявление на данном участке исследований не фиксируется, возможно, из-за отсутствия ловушек.

В целом о юрской зоне нефтепроявления можно сказать, что перекрывающая ее баженовская толща богата органическим материалом, но является *не единственной нефтематеринской* в пределах Чистинной площади. Углеводороды, генерируемые в баженовской толще, формируют «облик» нефти только в верхах зоны нефтепроявления. Основной разрез васюганской свиты имеет углеводороды ближе по ММР н-алканов и н-алкилбензолов к ОВ аргиллитов низов васюганской и тюменской свит.

Для нижнеюрских отложений (котухтинская свита) и доюрского комплекса (образцы скважины ЗЧ501, таблица, рис. 3) характерны низкие концентрации рассматриваемых УВ – на уровне 0,7...7,0 мг/кг, с преобладанием насыщенных над ароматическими в 20...50 раз. Эта особенность отличает ОВ коры выветривания и фундамента от вышележащих пород, как имеющее самостоятельный генезис. Распределения н-алканов и н-алкилбензолов в пределах котухтинской свиты и пород фундамента практически однотипны, унимодальные, с максимумом на C_{15} - C_{21} (рис. 3). Значения отношения П/Ф указывают на усиление восстановительных условий накопления ОВ с нарастанием глубины (таблица). Признаков перетоков веществ

в нижней части юрского разреза и доюрском комплексе, как это отмечено в пределах баженовской и георгиевской свит по ММР н-алканов и н-алкилбензолов, не зафиксировано. Межслойная миграция из фундамента в кору выветривания и котухтинскую свиту возможна в виде малодебитного диффузионного перемещения молекул. Образование залежей маловероятно.

Геохимическая модель вертикальной миграции УВ

В результате изучения послойного распределения миграционно способных нефтяных углеводородов в породах юрского и доюрского разреза Чистинной группы месторождений составлена геохимическая модель меж- и внутрипластовой вертикальной миграции УВ (рис. 5).

В этой модели можно отметить следующее.

1. В юрской зоне нефтепроявления по составу н-алканов и н-алкилбензолов фиксируются внутри- и межпластовые перетоки нефти в пределах тюменской и васюганской свит. Вышележащие георгиевские аргиллиты богаты углеводородами, вероятно, производимыми ОВ баженовской свиты и отличающимися по составу от нижележащих слоев. Насыщающие георгиевскую свиту углеводороды, за счет высокой разницы концентраций, диффундируют в нижележащие песчаники верхней подсвиты васюганской свиты, что прослеживается на 20 м по насыщенным и на 10 м по ароматическим УВ.
2. Особенностью углеводородов аргиллитов нижневасюганской и тюменской свит является высокая концентрация ароматических, сравнимая с концентрацией насыщенных УВ. Повышенные концентрации ароматических характерны также для аргиллитов и фоновой скважины ЮЧ511. Высокое содержание ароматических в составе характерно для континентальных угольных толщ и, возможно, является местной особенностью осадконакопления.
3. Органическое вещество триасового комплекса и низов юрского разреза с большой вероятностью не участвовало в образовании запасов углеводородов в васюганской свите (пласт Ю₁¹). Молекулярный и групповой состав углеводородов данного интервала имеет свои характерные особенности (превышение доли насыщенных УВ над ароматическими в 20...50 раз), отличающие его от ОВ вышележащих отложений и не смешивающиеся с ним.
4. Геохимическая модель межпластовой миграции УВ показывает, что в пределах Чистинного участка возможность образования залежей в коллекторах юрского и доюрского комплекса определяется материнским потенциалом и условиями вхождения в главную фазу нефтеобразования «основного источника» углеводородов – юрских аргиллитов баженовской, васюганской и тюменской свит. Второй возможный источник углеводородов – плотные породы триасового и нижележащего палеозойского

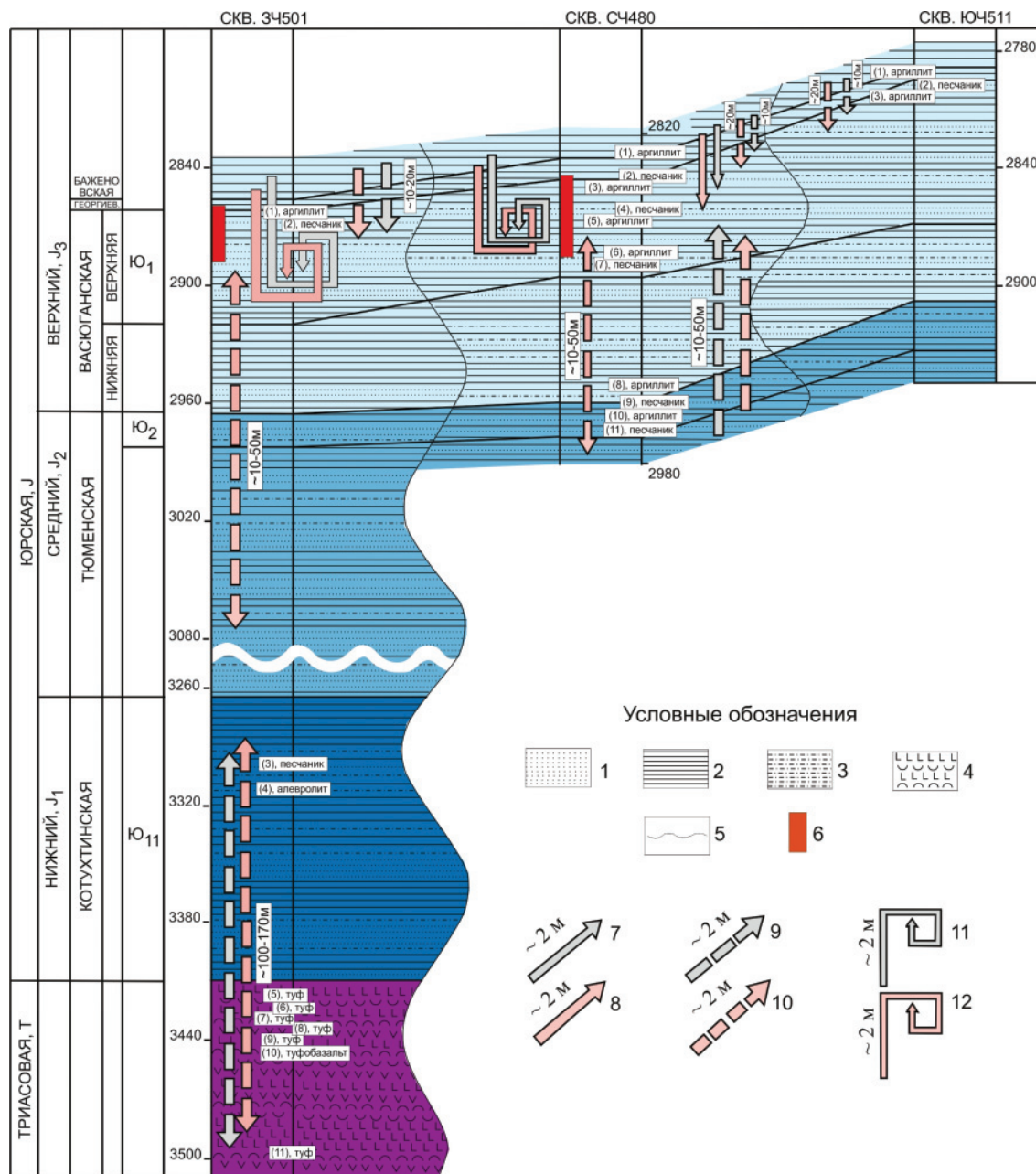


Рис. 5. Чистинная группа нефтяных месторождений (рифтогенный участок ЗСП). Геохимическая модель вертикальной миграции УВ в разрезе юрского и триасового комплексов: 1 – песчаник, 2 – аргиллит, 3 – алевролит, 4 – туф, 5 – интервал отсутствия керна, 6 – нефтепроявления; межпластовая фильтрация, расстояние (м): 7 – насыщенные углеводороды, 8 – ароматические; межпластовая диффузия, расстояние (м): 9 – насыщенные, 10 – ароматические; внутрипластовая миграция, расстояние (м): 11 – насыщенные, 12 – ароматические

Fig. 5. Chistina group of oil fields (rifting phase ZSP). Geochemical model of vertical migration of hydrocarbons in the Jurassic and Triassic complexes: 1 – sandstone, 2 – argillite, 3 – siltstone, 4 – tuff, 5 – lack of a core, 6 – oil show; interlayer filtering, distance (m): 7 – alkanes, 8 – arenes; interlayer diffusion, distance (m): 9 – alkanes, 10 – arenes; intralayer migration, distance (m): 11 – alkanes, 12 – arenes

комплекса – имеет низкое содержание ОБ и при благоприятных условиях позволяет утвердить его в качестве второстепенного.

Выводы

Юрский источник углеводородов в пределах Чистинной группы месторождений может быть

утвержден в качестве «основного источника» на основе следующих положений, обоснованных экспериментально установленными фактами.

1. На Чистинном участке нефтеносность связана с верхнеюрским и неокомским клиноформным НГК, в доюрском комплексе индивидуально идентифицированных залежей пока не обнаружено.

2. Залежь основного нефтеносного объекта – васюганской свиты (пласт Ю₁¹) – формируется в результате миграции углеводородов из аргиллитов баженовской и георгиевской свит. Зафиксирован подток дополнительных порций УВ характерного ароматического состава из нижележащих пород тюменской и васюганской свит.
3. Для низов юрских отложений (котухтинская свита) и доюрского комплекса характерно низкое содержание подвижного органического материала и характерный «насыщенный» групповой состав углеводородов. Органическое вещество фундамента и низов юрского разреза с большой вероятностью не участвовало в образовании выявленных запасов углеводородов в васюганской свите.
4. Триасовые вулканиты основного состава в пределах Чистинного участка неблагоприятны для образования резервуаров УВ. Миндалины и трещины залечены вторичными минералами *из-за развитых гидротермальных процессов и отсутствия сколько-нибудь значимой разрывной тектоники*, свободного порового пространства не фиксируется.
В рассматриваемой зоне *закрытого континентального рифта* реализуется *классический режим*

нефтегазообразования, с наложением незначительного притока легких углеводородов из фундамента. Последнее возможно по механизму глубинного цикла «абиогенного» углерода [12]. Наиболее вероятно заполнение верхнеюрских и меловых ловушек.

Таким образом, в отличие от *областей устойчивого погружения кристаллических массивов* [24], в пределах *рифтовых зон* прогноза заполнения ловушек коры выветривания и фундамента из вышележащего «юрского источника» менее вероятен. Залежи нефти в доюрском основании в пределах *рифтовых зон* могут сформироваться из ОВ палеозойского генезиса, при наличии условий образования резервуаров в породах фундамента и коры выветривания. Однако ожидаемые залежи могут быть низко дебитными, мелкими по запасам.

Конечно, сформулированные выше выводы о генезисе залежей УВ в пределах рифтовых зон, впрочем, как и в пределах кристаллических массивов, имеют прогнозный характер. Необходимо подтверждение этих выводов исследованиями на других месторождениях. Важно выполнить аналогичные исследования в иных структурно-формационных зонах Западной Сибири. Интересны антиклинорные зоны инверсионного типа развития – палеозойские осадочные бассейны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation) // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – V. 48. – № 5. – P. 422–428.
2. Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43. URL: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/35185/1/dx.doi.org-10.1088-1755-1315-43-1-012008.pdf> (дата обращения 27.05.2019).
3. Brekhuntsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. (Jr.) Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia // Russian Geology and Geophysics. – 2011. – V. 52. – № 8. – P. 781–791.
4. Мегакомплексы и структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, А.А. Трофимук, О.Г. Жеро, Л.В. Смирнов, А.Э. Конторович, Б.А. Канарейкин, Е.В. Карус, В.М. Ковылин, В.Н. Крамник, А.Л. Рудницкий, А.Н. Страхов, А.В. Егоркин, Н.М. Чернышов. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
5. Исаев Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера. – 2010. – № 4. – С. 52–68.
6. Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А., Радчикова А.М. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазоаккумуляции на Севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 2–8.
7. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазоносности Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2012. – № 2. – С. 60–64.
8. Dobretsov N.L., Shatskiy A.F. Deep carbon cycle and deep geodynamics: the role of the core and carbonate melts in the lower mantle // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – V. 53. – № 11. – P. 1117–1132.
9. Uzon volcano caldera (Kamchatka): a unique natural laboratory of the present-day naphthide genesis / A.E. Kontorovich, S.B., Bortnikova G.A. Karpov, V.A. Kashirtsev, E.A. Kostyryeva, A.N. Fomin // Russian Geology and Geophysics. – 2011. – V. 52. – № 8. – P. 768–772.
10. Kontorovich A.E. I.M. Gubkin's paradigm of the development of the USSR oil industry in the 20th century // Russian Geology and Geophysics. – 2017. – V. 58. – № 3–4. – P. 283–293.
11. Тимурзиев А.И. Альтернативы «сланцевого» сценария развития ТЭК России на основе глубинной парадигмы нефтегазовой геологии // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 4. – С. 133–154.
12. Сорохтин Н.О., Лобковский Л.И., Семилетов И.П. Глубинный цикл углерода и формирование абиогенных углеводородов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 8. – С. 156–173.
13. Dmitrievskii A.N. Polygenesis of Oil and Gas // Doklady Earth Sciences. – 2008. – V. 419. – № 2. – P. 373–377.
14. Тяпкина А.Н., Тяпкин Ю.К. Синхронная сейсмическая инверсия для выявления перспективных участков в карбонатных породах юго-восточной части Западно-Сибирской платформы // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 1. – С. 76–94.
15. Исаев Г.Д., Аухатов Я.Г. Прогноз нефтегазоносности палеозоя с новых концептуальных позиций // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. – С. 113–121.
16. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) / Г.А. Лобова, В.И. Исаев, С.Г. Кузьменков, Т.Е. Лунёва, Е.Н. Осипова // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 4. – С. 73–106.
17. Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., Кириллина М.С. Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 3. – С. 123–133.

18. Прогноз нефтегазоносности в зонах дезинтеграции доюрского фундамента на Сургутском своде и прилегающих территориях / Н.Я. Медведев, И.М. Кос, А.И. Ларичев, Л.В. Смирнов, О.И. Бостриков, А.С. Фомичев // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2007. – С. 189–196.
19. Gogonenkov G.N., Timurziev A.I. Strike-slip faulting in the West Siberian Platform: Insights from 3D seismic imagery // *Comptes Rendus Geoscience*. – 2012. – V. 344. – № 3–4. – P. 214–226.
20. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin / A.E. Kontorovich, A.N. Fomin, V.O. Krasavchikov, A.V. Istomin // *Russian Geology and Geophysics*. – 2009. – V. 50. – № 11. – P. 917–929.
21. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Ю.В. Коржов, М.Я. Кузина, Л.К. Кудряшова, О.Г. Сунгурова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 112 с.
22. Aryl isoprenoids in crude oils of the Nyurok'a depression (southeast of Western Siberia) / D.Yu. Chirkova, N.A. Krasnoyarskaya, O.V. Serebrennikova, Ya.V. Olenov // *Petroleum Chemistry*. – 2017. – V. 57. – № 1. – P. 54–59.
23. Saltymakova D., Krasnoyarskaya N., Serebrennikova O. Distinct features of crude oils from Nyurok'a Depression (Southeast of Western Siberia) // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – V. 154. – P. 91–99.
24. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, М.Я. Кузина, Г.А. Лобова // *Известия Томского политехнического университета*. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51–56.
25. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода) / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, А.А. Жильцова, О.В. Латыпова // *Геофизический журнал*. – 2013. – Т. 35. – № 1. – С. 113–129.
26. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
27. Belitskaya E.A., Serebrennikova O.V., Kadychagov P.B. Crude oils from the Koltogor rift and adjacent areas (West Siberia): Specifics of the composition of aromatic compounds // *Petroleum Chemistry*. – 2008. – V. 48. – № 4. – P. 260–268.
28. Belitskaya E.A., Serebrennikova O.V. Crude oils from the Koltogor rift and adjacent areas (West Siberia): Specifics of the composition of biomarkers // *Petroleum Chemistry*. – 2009. – V. 49. – № 6. – P. 458–465.
29. Dray E.E., Evans E.D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1961. – V. 22. – P. 2–15.
30. Korzhov Yu.V., Krasnoyarskaya N.A., Golovko A.K. Potential usefulness of alkylbenzenes and alkylnaphthalenes compositions parameters for oil-oil correlation // 17-th International Meeting of Organic Geochemistry. – San-Sebastian Donostia, September 1995. – Spain: Sans-Sebastian, 1995. – P. 433–434.
31. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / под ред. Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова, В.Н. Гончаровой, В.Г. Елисеева, В.И. Карасева, А.Г. Мухер, Г.П. Мясниковой, Е.А. Теплякова, Ф.З. Хафизова, А.В. Шпильмана, В.М. Южаковой. – Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.
32. Проблемы поиска и картирования ловушек углеводородов в доюрском комплексе Широкого приобья (территория деятельности ООО «Лукойл – Западная Сибирь») / Л.А. Задоев, О.А. Нигматзянова, А.Н. Задоев, И.С. Муртаев // *Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности: Всероссийская научная конференция. Сборник докладов / науч. ред. А.Э. Конторович, А.М. Брехунцов. – Тюмень-Новосибирск: ООО «Параллель», 2008. – С. 82–88.*
33. Иванова Л.И., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Методика лабораторных исследований тяжелых углеводородов при нефтепоисковой геохимии // *Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов: Матер. Междунар. конф. – Казань, 12–16 ноября 2007. – Казань: Изд-во «Фэн», 2007. – С. 356–360.*
34. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 179 с.
35. Pevneva G.S., Golovko A.K. Geochemical Characterization of Organic Matter from the Middle Jurassic Sediments of Western Siberia on the Basis of the Composition of Alkylaromatic Hydrocarbons // *Geochemistry International*. – 2012. – V. 50. – № 1. – P. 74–83.
36. Summons R.E., Powell T.G. Identification of aryl isoprenoids in source rocks and crude oils: biological markers for the green sulphur bacteria // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 1987. – V. 51. – P. 557–566.
37. Peters K., Moldovan J. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. – Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1992. – 363 p.
38. Goncharov I.V., Oblasov N.V. Regularities of changes in fluid composition and properties in Vankor field pools: from light to heavy oil // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2015. – V. 24. URL: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/24/1/012039> (дата обращения 27.05.2019).

Поступила 14.07.2019 г.

Информация об авторах

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

Лобова Г.А., доктор геолого-минералогических наук, профессор Отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Исаев В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор Отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; ведущий научный сотрудник Института нефти и газа Югорского государственного университета.

Стариков А.И., кандидат технических наук, доцент Института нефти и газа Югорского государственного университета.

Кузина М.Я., старший преподаватель Института нефти и газа Югорского государственного университета.

Орлов С.А., кандидат физико-математических наук, доцент Института нефти и газа Югорского государственного университета.

UDC 553.98;550.4;571.12

GENESIS OF HYDROCARBONS OF JURASSIC AND PRE-JURASSIC COMPLEXES OF CHISTINNOE FIELD (KOLTOGORSK URENGOY PALEORIFT AREA)

Yuriy V. Korzhov¹,
ykor1962@mail.ru

Galina A. Lobova²,
lobovaga@tpu.ru

Valeriy I. Isaev^{2,1},
isaevvi@tpu.ru

Andrey I. Starikov¹,
a_starikov@ugrasu.ru

Marina Ya. Kuzina¹,
m_kuzina@ugrasu.ru

Sergey A. Orlov¹,
yunitov@mail.ru

¹ Yugra State University,
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628011, Russia.

² National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The genesis of hydrocarbons in the Jurassic and pre-Jurassic complexes of the Chistinnoe group of oil fields located in the Koltogorsk-Urengoy paleorift zone is determined. The research is relevant to substantiate the strategy of searching for oil and gas deposits, taking into account the tectonics of the basement of the West Siberian plate.

The aim of the research is to determine the «main source» of hydrocarbons of Jurassic and pre-Jurassic horizons in the rift zones of the basement.

Objects and methods. The core of Jurassic and pre-Jurassic complexes of productive and non-productive wells of the Chistinnoe group of fields of the Vartovsky oil and gas area is studied. Lithological and petrographic characteristics were determined using optical microscopy. The content of mobile hydrocarbons in the rock, including the series of n-alkanes, n-alkylbenzenes, components of the series of naphthalene and phenanthrene was determined by methods of organic geochemistry, chromatography and mass spectrometry.

Results and conclusions. The authors have constructed the geochemical model of inter- and intra-layer migration of hydrocarbons. Hydrocarbon composition of the upper part of the Jurassic section indicates that the oil deposits in the Vasyugan formation (stratum Yu₁) were formed as a result of emigration of hydrocarbons from the shales of the Bazhenov and Georgiev formations. The organic substance of the basement and bottom rocks of the Jurassic section differs from the overlying sediments in molecular and group composition of hydrocarbons and probably did not participate in filling the upper Jurassic traps. Triassic volcanics are not favorable for formation of hydrocarbon reservoirs, voids are filled with secondary minerals due to developed hydrothermal processes and the lack of significant disjunctive tectonics, the forecast of filling the weathering crust traps from the overlying «Jurassic source» is unlikely. The organic substance of Paleozoic genesis may form small deposits in the pre-Jurassic base. In the area of the continental paleorift depression the classic mode of petroleum formation is implemented.

Key words:

Jurassic and pre-Jurassic complexes, lithology, «main source» of hydrocarbons, optical microscopy and methods of organic geochemistry, geochemical model of migration and accumulation of hydrocarbons in riftogenic zones of the West Siberian plate.

REFERENCES

1. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhupka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 422–428.
2. Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. Available at: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/35185/1/dx.doi.org-10.1088-1755-1315-43-1-012008.pdf> (accessed 27 May 2019).
3. Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. (Jr.) Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 781–791.
4. Surkov V.S., Trofimuk A.A., Zhero O.G., Smirnov L.V., Kontorovich A.E., Kanareikin B.A., Karus E.V., Kovylin V.M., Kramnik V.N., Rudnicki A.L., Strakhov A.N., Egorkin A.V., Chernyshov N.M. *Megakompleksy i stroenie zemnoy kory Zapadno-Sibirskoy plity* [Megacomplexes and structure of the earth's crust of the West Siberian plate]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 149 p.

5. Isaev G.D. Geology and tectonics of the Paleozoic of the West Siberian plate. *Lithosphere*, 2010, no. 4, pp. 52–68. In Rus.
6. Astafiev D.A., Skorobogatov V.A., Radchikova A.M. Graben-rift system and location of oil and gas accumulation zones in the North of Western Siberia. *Oil and gas geology*, 2008, no. 4, pp. 2–8. In Rus.
7. Gavrillov V.P. Geodynamic model of oil and gas potential of Western Siberia. *Oil and gas geology*, 2012, no. 2, pp. 60–64. In Rus.
8. Dobretsov N.L., Shatskiy A.F. Deep carbon cycle and deep geodynamics: the role of the core and carbonate melts in the lower mantle. *Russian Geology and Geophysics*, 2012, vol. 53, no. 11, pp. 1117–1132.
9. Kontorovich A.E., Bortnikova S.B., Karpov G.A., Kashirtsev V.A., Kostyreva E.A., Pomin A.N. Uzon volcano caldera (Kamchatka): a unique natural laboratory of the present-day naphthide genesis. *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 768–772.
10. Kontorovich A.E. I.M. Gubkin's paradigm of the development of the USSR oil industry in the 20th century. *Russian Geology and Geophysics*, 2017, vol. 58, no. 3–4, pp. 283–293.
11. Timurziev A.I. Alternatives of «shale scenario» of development of the Russian fuel and energy complex on the basis of the deep oil paradigm of petroleum geology. *Geophysical journal*, 2018, vol. 40, no. 4, pp. 133–154. In Rus.
12. Sorokhtin N.O., Lobkovsky L.I., Semiletov I.P. Deep carbon cycle and formation of abiogenic hydrocarbons. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 8, pp. 156–173. In Rus.
13. Dmitrievskii A.N. Polygenesis of Oil and Gas. *Doklady Earth Sciences*, 2008, vol. 419, no. 2, pp. 373–377.
14. Tyapkina A.N., Tyapkin Yu.K. Synchronous seismic inversion to identify promising areas in carbonate rocks of the South-Eastern part of the West Siberian platform. *Geophysical journal*, 2019, vol. 41, no. 1, pp. 76–94. In Rus.
15. Isaev G.D., Aujatov Ya.G. Prognoz neftegazonosnosti paleozoya s novykh kontseptualnykh pozitsiy [Forecast of Paleozoic oil and gas potential from new conceptual positions]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry* [Ways of realization of oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug–Yugra]. Vol. 1. Khanty-Mansiysk, IzdatNaukaServis Publ., 2006. pp. 113–121.
16. Lobova G.A., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Luneva T.E., Osipova E.N. Oil and gas potential of weathering crust and Paleozoic reservoirs in the South-East of Western Siberia (prediction of hard-to-recover reserves). *Geophysical journal*, 2018, vol. 40, no. 4, pp. 73–106. In Rus.
17. Lobova G.A., Luneva T.E., Kirilina M.S. Zoning of oil-gas potential of pre-Jurassic reservoirs in Nyuro'l'ka megadepression (using paleotemperature modeling and drilling). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 3, pp. 123–133. In Rus.
18. Medvedev N.Ya., Kos I.M., Larichev A.I., Smirnov L.V., Bostrikov O.I., Fomichev A.S. Prognoz neftegazonosnosti v zonakh dezintegratsii doyrskogo fundamenta na Surgutskom svode i prilegayushchikh territoriyakh [Forecast of oil and gas potential in the areas of disintegration of the pre-Jurassic basement in the Surgut arch and adjacent territories]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry* [Ways of realization of oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug–Yugra]. Vol. 1. Khanty-Mansiysk, IzdatNaukaServis Publ., 2007. pp. 189–196.
19. Gogonenkov G.N., Timurziev A.I. Strike-slip faulting in the West Siberian Platform: Insights from 3D seismic imagery. *Computes Rendus Geoscience*, 2012, vol. 344, no. 3–4, pp. 214–226.
20. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 11, pp. 917–929.
21. Isaev V.I., Lobova G.A., Korzhov Yu.V., Kuzina M.Ya., Kudryashova L., Sungurova O.G. *Strategiya i osnovy tekhnologii poiskov uglevodorodov v doyrskom osnovanii Zapadnoy Sibiri* [Strategy and technology basics of searching for hydrocarbons in pre-Jurassic base of Western Siberia]. Tomsk, TPU Publ. house, 2014. 112 p.
22. Chirkova D.Yu., Krasnoyarova N.A., Serebrennikova O.V., Olenev Ya.V. Aryl isoprenoids in crude oils of the Nyuro'l'ka depression (southeast of Western Siberia). *Petroleum Chemistry*, 2017, vol. 57, no. 1, pp. 54–59.
23. Saltymakova D., Krasnoyarova N., Serebrennikova O. Distinct features of crude oils from Nyuro'l'ka Depression (Southeast of Western Siberia). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 91–99.
24. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. Genesis of the pre-Jurassic oil deposits of Rogozhnikovskiy group of fields (based on the results of the study of the vertical zonality of alkanes). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 51–56. In Rus.
25. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., Latypova O.V. Distribution of aromatic hydrocarbons in the section of deposits of oil and gas complexes (on the example of Krasnoleninsky arch deposits). *Geophysical journal*, 2013, vol. 35, no. 1, pp. 113–129. In Rus.
26. Surkov V.S., Zhero O.G. *Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [Basement and development of the platform cover of the West Siberian plate]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 143 p.
27. Belitskaya E.A., Serebrennikova O.V., Kadychagov P.B. Crude oils from the Koltogor rift and adjacent areas (West Siberia): Specifics of the composition of aromatic compounds. *Petroleum Chemistry*, 2008, vol. 48, no. 4, pp. 260–268.
28. Belitskaya E.A., Serebrennikova O.V. Crude oils from the Koltogor rift and adjacent areas (West Siberia): Specifics of the composition of biomarkers. *Petroleum Chemistry*, 2009, vol. 49, no. 6, pp. 458–465.
29. Dray E.E., Evans E.D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1961, vol. 22, pp. 2–15.
30. Korzhov Yu.V., Krasnoyarova N.A., Golovko A.K. Potential usefulness of alkylbenzenes and alkyl-naphthalenes compositions parameters for oil-oil correlation. *17th International Meeting of Organic Geochemistry*. San-Sebastian Donostia, September 1995. Spain, Sans-Sebastian, 1995. pp. 433–434.
31. *Atlas «Geologiya i neftegazonosnost Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga»* [Atlas «Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug»]. Eds. E.A. Akhpatelov, V.A. Volkov, V.N. Goncharova, V.G. Eliseev, V.I. Karasev, A.G. Mukher, G.P. Myasnikova, E.A. Teplyakov, F.Z. Khafizov, A.V. Shpielmann, V.M. Yuzhakova Ekaterinburg, IzdatNaukaServis Publ., 2004. 148 p.
32. Zadoenko L.A., Nigmatzyanova A.N., Zadoenko A.N., Murtaev I.S. Problemy poiska i kartirovaniya lovshek uglevodorodov v doyrskom komplekse Shirotnogo priobya (territoriya deyatelnosti OOO «Lukoil – Zapadnaya Sibir») [Problems of search and mapping of hydrocarbon traps in the pre-Jurassic complex of the Latitudinal Ob region (territory of LUKOIL – Western Siberia)]. *Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoy-sko-kaynozoy-skogo osadochnogo basseyna, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problem neftegazonosnosti/ Vserossiyskaya nauchnaya konferentsiya*. Sbornik dokladov [Basement, framework structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and problems of oil and gas potential. All-Russian scientific conference. Conference

- Proceedings]. Eds. A.E. Kontorovich, A.M. Brekhuntsov. Tyumen-Novosibirsk, OOO «Parallel» Publ., 2008. pp. 82–88.
33. Ivanova L.I., Isaev V.I., Korzhov Yu.V. Metodika laboratornykh issledovaniy tyazhelykh uglevodorodov pri neftepoiskovoy geokhimii [Methods of laboratory studies of heavy hydrocarbons in oil exploration geochemistry]. *Izmenyayushchayasya geologicheskaya sreda: prostranstvenno-vremennye vzaimodeystviya endogennykh i ekzogennykh protsessov. Materialy Mezhdunarodnoy konferentsii* [Changing geological environment: space-time interactions of endogenous and exogenous processes: Proc. of International Conf.]. Kazan, 12–16 November 2007. Kazan, Feng Publ. house, 2007. pp. 356–360.
 34. Goncharov I.V. *Geokhimiya neftey Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry of oils of Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 179 p.
 35. Pevneva G.S., Golovko A.K. Geochemical Characterization of Organic Matter from the Middle Jurassic Sediments of Western Siberia on the Basis of the Composition of Alkylaromatic Hydrocarbons. *Geochemistry International*, 2012, vol. 50, no. 1, pp. 74–83.
 36. Summons R.E., Powell T.G. Identification of aryl isoprenoids in source rocks and crude oils: biological markers for the green sulphur bacteria. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1987, vol. 51, pp. 557–566.
 37. Peters K., Moldowan J. *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Englewood Cliffs, Prentice Hall, 1992. 363 p.
 38. Goncharov I.V., Oblasov N.V. Regularities of changes in fluid composition and properties in Vankor field pools: from light to heavy oil. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 24. Available at: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/24/1/012039> (accessed 27 May 2019).

Received: 14 July 2019.

Information about the authors

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

Galina A. Lobova, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valeriy I. Isaev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University; leading researcher, Yugra State University.

Andrey I. Starikov, Cand. Sc., associate professor, Yugra State University.

Marina Ya. Kuzina, senior lecturer, Yugra State University.

Sergey A. Orlov, Cand. Sc., associate professor, Yugra State University.

УДК 622.24

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РИСКОВ ЗАКЛИНИВАНИЯ ДЛЯ ИСКЛЮЧЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИХВАТОВ ТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ «ПЕРФОБУР» ПРИ БУРЕНИИ РАЗВЕТВЛЕННЫХ КАНАЛОВ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Лягов Илья Александрович¹,
ilyagov@perfobur.com

Губайдуллин Азат Гумарович²,
azat771989@mail.ru

Лягов Александр Васильевич^{2,1},
lyagovs@mail.ru

Могучев Александр Иванович²,
Moguchev@rusoil.net

Попов Анатолий Николаевич²,
mongp2017@mail.ru

¹ ООО «Перфобур»,
Россия, 115114, г. Москва, Дербеневская наб., 7, к. 12.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. Одним из перспективных методов вторичного вскрытия продуктивных пород является бурение глубоких каналов малого диаметра технической системой радиального бурения «Перфобур». Рассмотрены вопросы прогнозирования и предупреждения прихватов бурильных компоновок технической системы вследствие возможного заклинивания в интервалах неустойчивых пород. Заклинивания в данных интервалах с большой степенью вероятности происходят вследствие упруговязкопластического деформирования поперечного сечения перфорационного канала.

Цель: оценка рисков прихватов технической системы «Перфобур» вследствие заклинивания при бурении и спускоподъемных операциях и разработка технологических мероприятий по их предупреждению.

Объекты: глубокий канал малого диаметра и сверхмалого радиуса кривизны в терригенном пласте-коллекторе нефтяного месторождения в Поволжье, представляющего собой чередование аргиллита, алевролита и песчаника.

Методы: геомеханическое моделирование, численное интегрирование, метод переменных модулей.

Результаты. Определены перемещения стенок глубокого перфорационного канала во времени для терригенного пласта-коллектора, представляющего собой чередование аргиллита, алевролита и песчаника. Получены зависимости упруговязкопластического перемещения стенок канала малого диаметра (58–60 мм) и радиуса кривизны (5–10 м) с изменением зенитного угла. Упруговязкопластическое перемещение верхней стенки перфорационного канала, как правило, значительно (в 1,5 и более раз) превышает упруговязкопластическое перемещение боковой стенки перфорационного канала. Следовательно, упруговязкопластическое перемещение верхней стенки является наиболее опасным и определяющим с точки зрения заклинивания особенно при спускоподъемных операциях. При бурении долотами типа PDC (опасное перемещение стенки равно 2 мм) определено, что наиболее опасным с точки зрения заклинивания является пропласток аргиллита и время безопасного ведения работ составляет один час. Для предупреждения возможного заклинивания компоновок технической системы «Перфобур» предложено применение специально разработанного секционного винтового забойного двигателя габарита 49 мм с кинематическим отношением рабочих органов – 9:10, чтократно увеличивает механическую скорость бурения по сравнению ранее применяемыми (также не серийными) винтовыми забойными двигателями с кинематикой рабочих органов – 5:6, использование струйных и волновых кольмататоров, расширителей, калибраторов-виброгасителей и осцилляторов, размещаемых в расчетных местах компоновки низа бурильной колонны для предотвращения и ликвидации возможных осложнений в радиальных каналах.

Ключевые слова:

Техническая система «Перфобур», компоновка низа бурильной колонны, прихват долота, упруговязкопластическое деформирование горной породы, призабойная зона пласта, бурение разветвленных радиальных каналов малого диаметра и радиуса кривизны.

Введение

В настоящее время интенсивно развиваются технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов путем направленного бурения глубоких перфорационных каналов сверхмалого диаметра и радиуса кривизны с контролем траектории [1, 2]. Одной из таких систем является техническая система «Перфобур» в модульном исполнении для

радиального разветвленного бурения каналов по прогнозированной траектории из обсаженного ствола скважины, представленная на рис. 1 [3–6].

Среди возможных осложнений при работе технической системы «Перфобур» при бурении протяженных каналов для выхода компоновки низа бурильной колонны (КНБК) из зоны загрязнения продуктивной зоны пласта (ПЗП) следует выделить

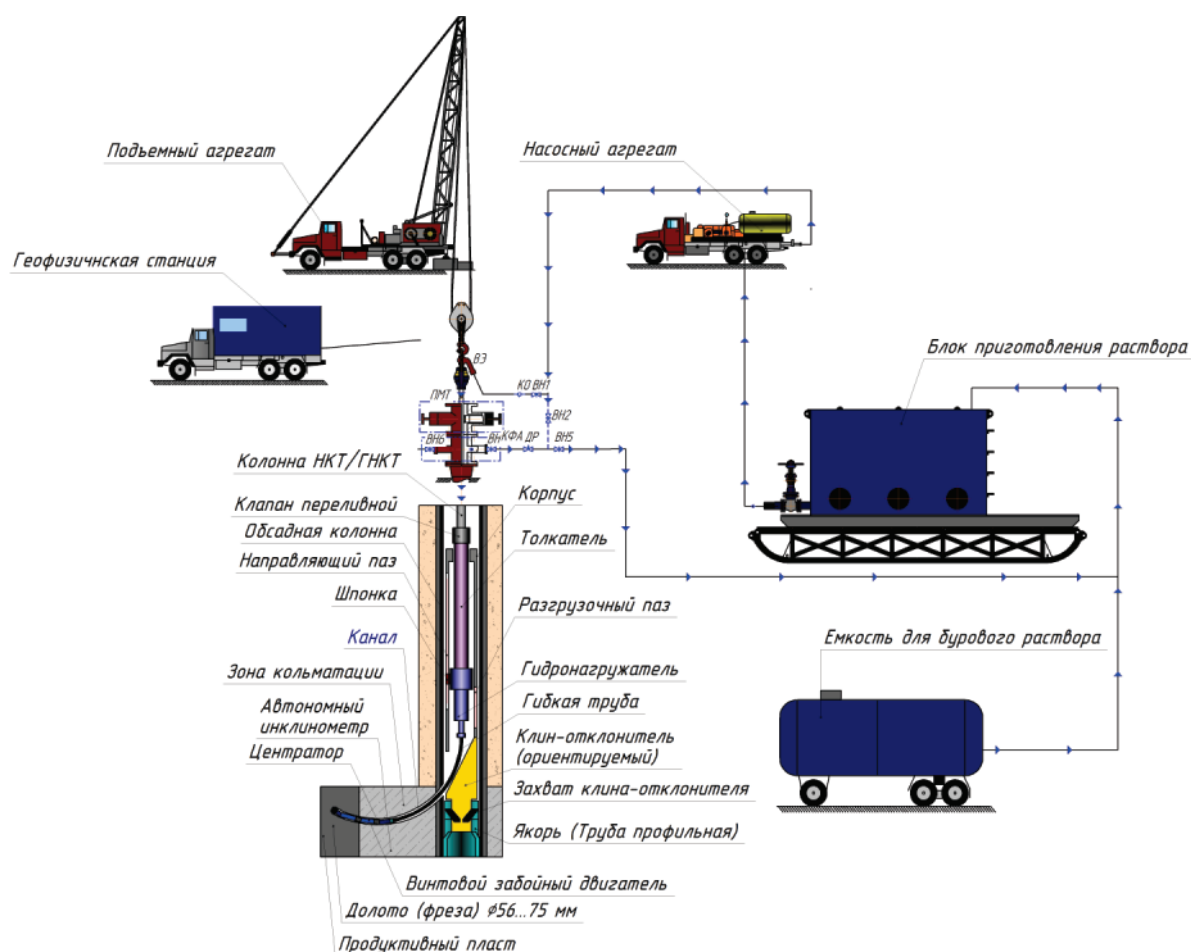


Рис. 1. Техническая система «Перфобур»

Fig. 1. «Perfobur» technical system

дифференциальные прихваты и прихваты вследствие заклинивания в местах деформирования поперечного сечения перфорационного канала. Причиной дифференциального прихвата являются: высокий перепад давления между стволом перфорационного канала и пластовым давлением, контакт буровой колонны с проницаемой околоскважинной зоной, увеличение фильтрационной корки бурового раствора при остановке инструмента [7]. Признаками дифференциального прихвата являются увеличение затяжек, посадок в начале движения колонны при нормальной циркуляции бурового раствора [8]. Первоначальными действиями для ликвидации осложнения являются изменение плотности бурового раствора и подбор режима работы осцилляторов, установленных в расчетных местах КНБК. Для предупреждения дифференциального прихвата компания «Перфобур» применяет следующие технологические меры (рис. 2):

- 1) поддержание оптимальной плотности бурового раствора;
- 2) установка в КНБК и поддержание устойчивой работы специальных осцилляторов при бурении в интервале возможного осложнения;

- 3) применение специальных КНБК с трубами различной частотной характеристики и забойным автоматом подачи долота (гидронагружателем-демпфера);
- 4) контроль процесса бурения при вскрытии проницаемых зон [4, 9].

Однако вскрытие пород-коллекторов и пород-покрышек с помощью радиальных перфорационных каналов сопровождается изменением их напряженно-деформированного состояния в околоскважинной зоне [10–21]. Вследствие этого происходит упруговязкопластическое деформирование поперечного сечения перфорационного канала, что в свою очередь может привести к заклиниванию долота при спускоподъемных операциях [22–27]. Данные проблемы устойчивости горных пород наиболее характерны для глинистых и хемогенных пород-покрышек, а также терригенных пород-коллекторов при наличии в них глинистых включений [22, 26]. В крепких карбонатных породах реологические процессы происходят очень медленно, поэтому данные осложнения в них исключены [13].

В работах А.Н. Попова и др. рассмотрены вопросы прогнозирования деформирования попереч-

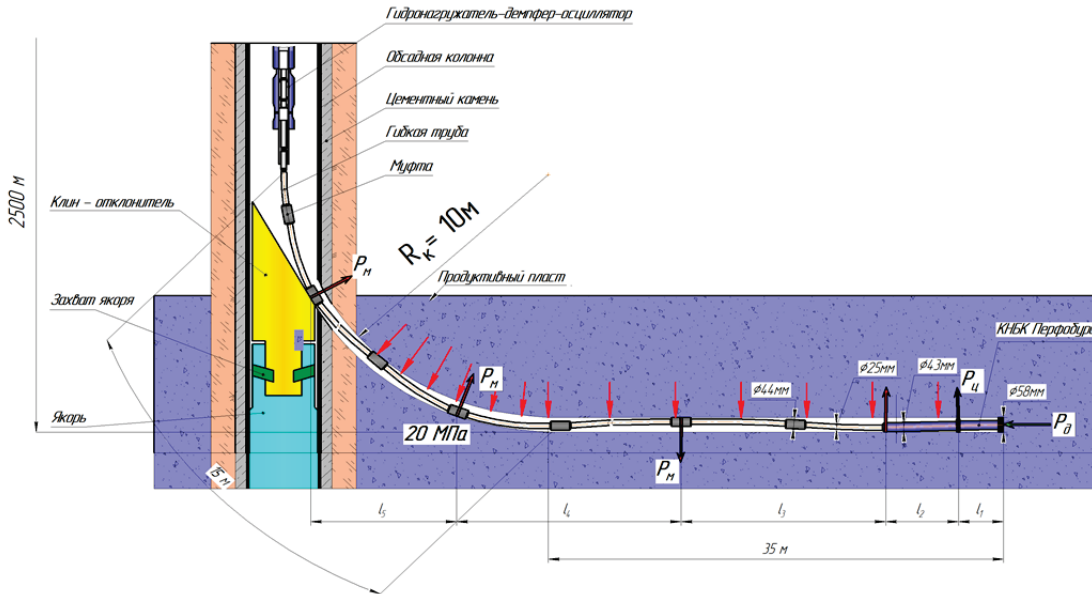


Рис. 2. Модель «стабилизирующей» КНБК «Перфобура» с осцилляторами при бурении канала общей длиной 50 м

Fig. 2. Stabilized stem assembly model of the «Perforbur» bottom hole assembly (BHA) completely with oscillators for drilling 50 m length channel

ного сечения открытого ствола наклонно направленных и горизонтальных скважин и снижения прихватоопасности долот вследствие заклинивания при подъеме из скважины [26, 27].

Глубокие перфорационные каналы, пробуренные технической системой «Перфобур», представляют собой, по сути, интервал траектории скважины малого диаметра. Это позволяет применить математическую модель упруговязкопластического перемещения стенок наклонно направленных и горизонтальных скважин с учетом сжимаемости горной породы, представленную в работе [26], для прогнозирования напряженно-деформированного состояния в окрестности перфорационного канала. Численное решение, приведенное ниже, получено методами численного интегрирования и переменных модулей при условии плоской деформации изотропной сжимаемой горной породы (рис. 3). При моделировании принято допущение: не учитываются физико-химические процессы взаимодействия бурового раствора с горными породами в пристволевой зоне.

Численное решение математической модели

Упруговязкопластическое перемещение стенки перфорационного канала определяется суммарным упруговязкопластическим перемещением всех элементов в расчетном контуре (1):

$$U(t) = \sum_{i=1}^k \left[\left(\frac{\mu(\Delta\sigma_{ri} + \Delta\sigma_{zi}^y) - \Delta\sigma_{ri}}{E} \right) + \left(\frac{\mu_t(\Delta\sigma_{ii} + \Delta\sigma_{zi}^{\text{ai}}) - \Delta\sigma_{ri}}{E_t} \right) \right], \quad (1)$$

где $U(t)$ – упруговязкопластическое перемещение стенки перфорационного канала; $\Delta\sigma_{ri}$, $\Delta\sigma_{ii}$ – приращение радиального напряжения и тангенциаль-

ного напряжения i -го элемента массива горных пород соответственно; $\Delta\sigma_{ri}^y$, $\Delta\sigma_{ii}^{\text{ai}}$ – приращение осевого напряжения i -го элемента массива горных пород для упругого и вязкопластического деформирования соответственно; μ – коэффициент Пуассона горной породы; E – модуль упругости горной породы; μ_t , E_t – временные функции коэффициента Пуассона и модуля упругости горной породы соответственно [28–30].

Упруговязкопластическое перемещение стенки перфорационного канала определяется отдельно для нижней и верхней стенок, соответствующих точкам А и В на расчетной схеме (рис. 3). При этом формулы для расчета приращения компонент напряжений за боковой стенкой перфорационного канала по линии AD внутри расчетного контура имеют вид (2), (3) [28, 29]:

$$\Delta\sigma_{6ri} = p_6 - \left(1 - \frac{1}{(R_i/R_H)^2} \right) \times \left[M - N \left(1 - \frac{3}{(R_i/R_H)^2} \right) \right] - \frac{p_c}{(R_i/R_H)^2}; \quad (2)$$

$$\Delta\sigma_{6ii} = p_a - M \left(1 + \frac{1}{(R_i/R_H)^2} \right) - N \left(1 + \frac{3}{(R_i/R_H)^2} \right) + \frac{p_c}{(R_i/R_H)^2}, \quad (3)$$

где $\Delta\sigma_{6ri}$, $\Delta\sigma_{6ii}$ – приращение радиального и тангенциального напряжения соответственно i -го элемента массива горных пород за боковой стенкой; p_6 – боковое горное давление; p_c – гидростатическое давление бурового раствора; R_i , R_H расшифрованы в подрисуночной надписи к рис. 3; M , N – компоненты горного давления в расчетном сечении, определяемые уравнениями (4)–(6):

$$p_a = p_r \sin^2 \alpha + p_b \cos^2 \alpha, \quad (4)$$

где параметры α , p_r , p_b расшифрованы в подписочной надписи к рис. 3 [26, 27].

$$M = \frac{(p_a + p_b)}{2}, \quad (5)$$

$$N = \frac{(p_a - p_b)}{2}. \quad (6)$$

Формулы для расчета изменения компонент напряжений над верхней стенкой перфорационного канала по линии ВЕ внутри расчетного контура имеют вид (7), (8) [28, 29]:

$$\Delta \sigma_{bri} = p_a - \left(1 - \frac{1}{(R_i / R_H)^2}\right) \times \left[M + N \left(1 - \frac{3}{(R_i / R_H)^2}\right) \right] - \frac{p_c}{(R_i / R_H)^2}; \quad (7)$$

$$\Delta \sigma_{bri} = p_b - M \left(1 + \frac{1}{(R_i / R_H)^2}\right) + N \left(1 + \frac{3}{(R_i / R_H)^2}\right) + \frac{p_c}{(R_i / R_H)^2}, \quad (8)$$

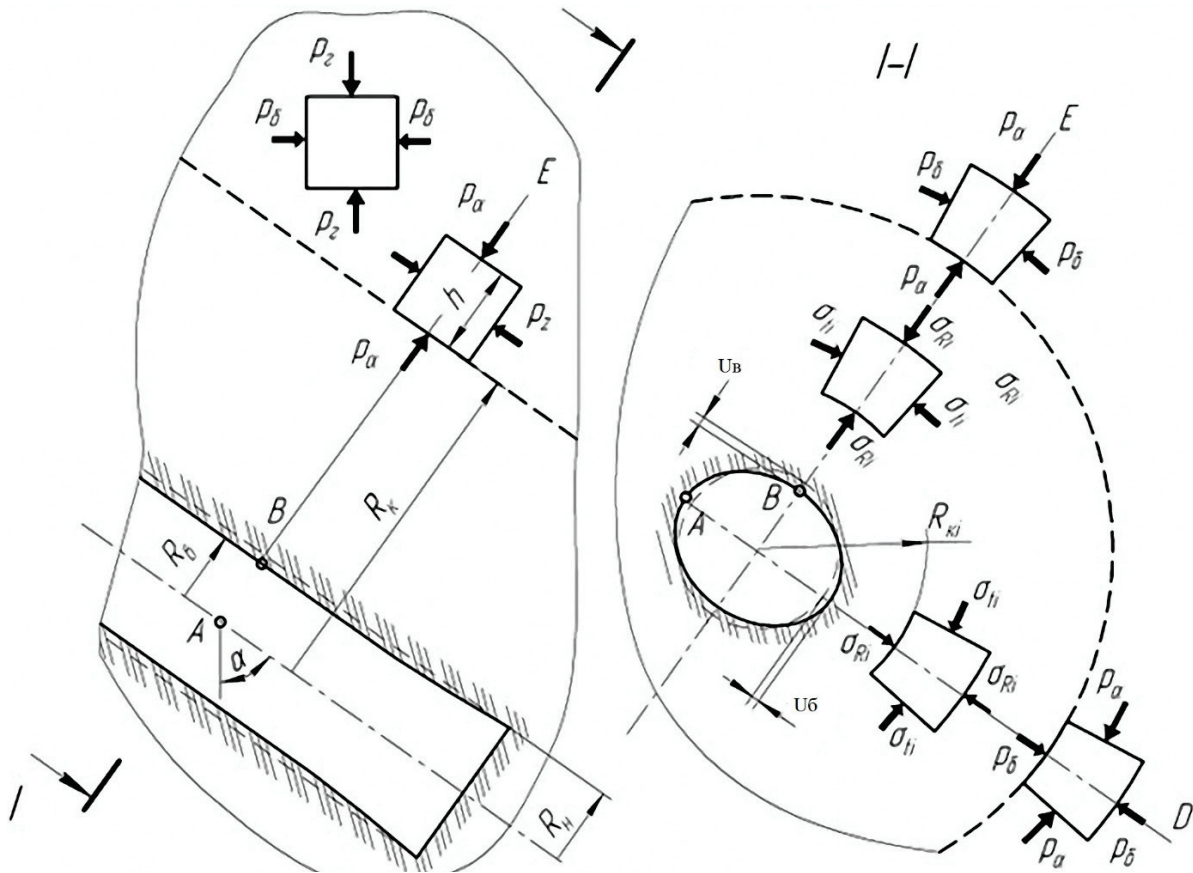


Рис. 3. Расчетная схема перфорационного канала [26, 27]: т. А – боковая стенка перфорационного канала; т. В – верхняя стенка перфорационного канала; т. Е, т. D – точки на расчетном контуре в приствальной зоне; α – зенитный угол интервала перфорационного канала; p_r – геостатическое давление; p_b – боковое горное давление; p_a – давление на i -й элемент массива горных пород, обусловленное действием геостатического горного давления и бокового горного давления [26]; h – толщина i -го элемента массива горных пород; σ_r , σ_θ – радиальное и тангенциальное напряжение i -го элемента массива горных пород соответственно; R_i – средний радиус i -го элемента массива горных пород; R_{ki} – радиус контура i -го элемента массива горных пород; R_n – номинальный радиус перфорационного канала; R_k – фактический радиус перфорационного канала; R_k – радиус расчетного контура в приствальной зоне; U_b – упруговязкопластическое перемещение боковой стенки перфорационного канала; U_s – упруговязкопластическое перемещение верхней стенки перфорационного канала

Fig. 3. Calculation scheme of the perforation channel [26, 27]: p. A – side wall of the perforation channel; p. B – top wall of the perforation channel; p. E, p. D – points on the design contour in the near-well zone; α – inclination angle of the interval of the perforation channel; p_r – geostatic pressure; p_b – lateral rock pressure; p_a – pressure on the i element of the rock mass, due to the effect of geostatic rock pressure and lateral rock pressure [26]; h – thickness of the i element of the rock massif; σ_r , σ_θ – radial stress and tangential stress of the i element of the rock massif, respectively; R_i – average radius of the i element of the rock massif; R_{ki} – radius of the contour of the i element of the rock massif; R_n – nominal radius of the perforation channel; R_k – actual radius of the perforation channel; R_k – radius of the design contour in the near-well zone; U_b – elastoviscoplastic displacement of the perforation channel side wall; U_s – elastoviscoplastic displacement of the perforation channel upper wall

где $\Delta\sigma_{\text{вri}}$, $\Delta\sigma_{\text{вti}}$ – приращение радиального и тангенциального напряжения соответственно i -го элемента массива горных пород за верхней стенкой.

Формула приращения осевого напряжения для упругого деформирования (9) [29]:

$$\Delta\sigma_{zi}^y = \frac{\left[\frac{(1+\mu)^2}{16E(1-\mu)^2(1-2\mu)} \right] (p_6 - p_c)}{(R_i / R_n)^4} - \frac{2(p_a - p_6)}{(R_i / R_n)^2}. \quad (9)$$

Формула приращения осевого напряжения $\Delta\sigma_{zi}$ для вязкопластического деформирования (10):

$$\Delta\sigma_{zi}^{\text{вп}} = \frac{\left[\frac{(1+\mu_i)^2}{16E(1-\mu_i)^2(1-2\mu_i)} \right] (p_6 - p_c)}{(R_i / R_n)^4} - \frac{2(p_a - p_6)}{(R_i / R_n)^2}. \quad (10)$$

Выполнение расчетов по полученным формулам осуществляется с помощью программного обеспечения, разработанного в среде MS Excel.

Моделирование

Выполним прогнозирование упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала после вскрытия его технической системой «Перфобур» на нефтяном месторождении в Поволжье. Терригенный пласт-коллектор представлен переслаиванием алевролита, аргиллита, песчаника и вскрывается при плотности бурового раствора 1080 кг/м³. Диаметр перфорационного канала составляет 60 мм. В таблице приведены исходные данные для моделирования упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала в интервале продуктивного пласта. Для описания начальной стадии неустановившейся ползучести горных пород применяется ядро Абеля [29].

Таблица. Исходные данные для моделирования

Table. Initial data for modeling

Горная порода Rock	E , МПа MPa	μ	p_r , МПа MPa	δ , с ⁻¹ s ⁻¹	f
Аргиллит Argillite	1961,2	0,4	73,9	0,0080	0,710
Алевролит Siltstone	5883,6...7844,8	0,1	75,42	0,0094	0,726
Песчаник Sandstone	2941,8...8825,4	0,3	75,89	0,0021	0,670

δ , f – параметры ядра Абеля (parameters of Abel kernel) [29, 30]; μ , E , p_r – приведены в уравнении (1) (presented in equation (1)).

Отрицательное значение упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала принимается как сужение перфорационного канала, а положительное значение, соответственно, принимается как расширение перфорационного канала.

В связи с тем, что техническая система «Перфобур» позволяет выполнять радиальные перфо-

рационные каналы различного радиуса кривизны, были выполнены расчеты упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала для максимального широкого диапазона $\alpha=0...90^\circ$.

На рис. 4 приведена зависимость упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала от α в пласте аргиллита через один час после вскрытия пласта долотом.

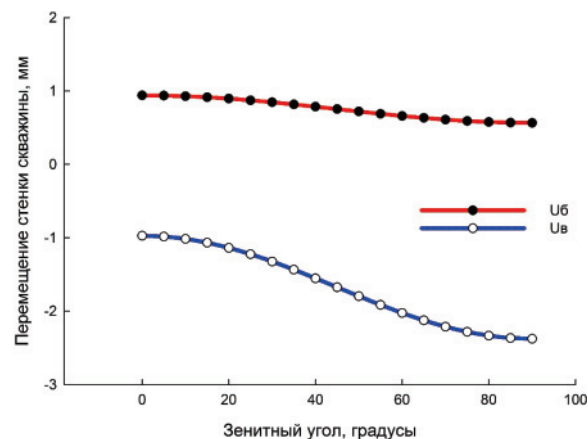


Рис. 4. Упруговязкопластическое перемещение стенки перфорационного канала от α в пласте аргиллита: U_6 – упруговязкопластическое перемещение боковой стенки; U_b – упруговязкопластическое перемещение верхней стенки

Fig. 4. Elasticviscoplastic displacement of the perforation channel wall from α in the argillite layer: U_6 – elastoviscoplastic displacement of the perforation channel side wall; U_b – elastoviscoplastic displacement of the perforation channel upper wall

Как видно на рис. 4, с увеличением α упруговязкопластическое перемещение стенок перфорационного канала возрастает, причем упруговязкопластическое перемещение верхней стенки перфорационного канала в два раза превышает упруговязкопластическое перемещение боковой стенки и противоположно ему по знаку. При $\alpha=0,15^\circ$ упруговязкопластическое перемещение стенок перфорационного канала имеет одинаковое по модулю значение, противоположное по знаку (≈ 1 мм).

Зависимость упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала для пласта алевролита через один час после вскрытия пласта долотом имеет два характерных участка (рис. 5).

Как видно на рис. 5, при $\alpha=0...15^\circ$ упруговязкопластическое перемещение стенок перфорационного канала имеет одинаковое значение по модулю ($\approx 0,2$ мм). С увеличением $\alpha>45^\circ$ упруговязкопластическое перемещение верхней стенки уменьшается до нуля, а затем возрастает с отрицательным значением.

При этом упруговязкопластическое перемещение боковой стенки перфорационного канала возрастает с отрицательным значением. При $\alpha=45^\circ$ упруговязкопластические перемещения боковой и верхней стенок перфорационного канала равны.

С увеличением $\alpha > 45^\circ$ упруговязкопластические перемещения боковой и верхней стенок перфорационного канала изменяются с отрицательным значением, при этом на верхней стенке упруговязкопластическое перемещение в 1,5 больше, чем на боковой стенке.

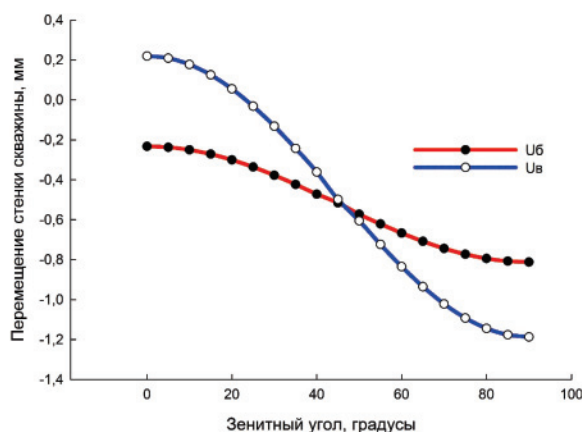


Рис. 5. Упруговязкопластическое перемещение стенки перфорационного канала от α в пласте алевролита: U_b – упруговязкопластическое перемещение боковой стенки; U_a – упруговязкопластическое перемещение верхней стенки

Fig. 5. Elasticviscoplastic displacement of the perforation channel wall from α in the siltstone layer: U_b – elastoviscoplastic displacement of the perforation channel side wall; U_a – elastoviscoplastic displacement of the perforation channel upper wall

На рис. 6 показана зависимость упруговязкопластического перемещения стенки перфорационного канала от α для пласта песчаника через один час после вскрытия породы долотом. При $\alpha = 0 \dots 15^\circ$ упруговязкопластическое перемещение верхней и боковой стенок равно по значению и противоположно по знаку. При росте $\alpha > 45^\circ$ упруговязкопластическое перемещение как на боковой стенке, так и на верхней стенке перфорационного канала увеличивается с отрицательным значением и на верхней стенке упруговязкопластическое перемещение в 6 раз больше аналогичной величины на боковой стенке перфорационного канала.

Максимальные значения упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала характерны для $\alpha = 90^\circ$. На рис. 7 представлено изменение во времени упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала при $\alpha = 90^\circ$ для аргиллита, алевролита и песчаника. В первые два часа после вскрытия долотом для всех перечисленных горных пород характерен линейный участок роста перемещения стенок перфорационного канала. Далее для алевролита и песчаника кривая упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала во времени имеет затухающий характер. В то же время для аргиллита упруговязкопластическое перемещение стенок перфорационного канала имеет незатухающий характер. При прочих равных условиях упруговязкопластическое перемещение верхней стенки скважины в пласте аргиллита в 1,5 и

2,2 раза больше, чем в пласте песчаника и алевролита соответственно.

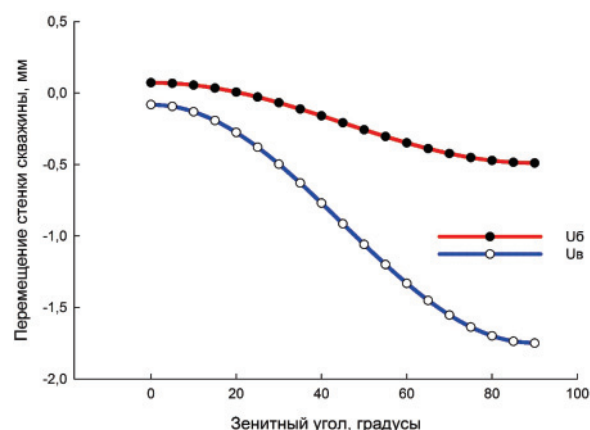


Рис. 6. Упруговязкопластическое перемещение стенки перфорационного канала от α в пласте песчаника

Fig. 6. Elasticviscoplastic displacement of the perforation channel wall from α in the sandstone layer

Выполнен анализ прихватоопасности долот в данном интервале. КНБК ТС оснащается долотами типа PDC. Для долот PDC, исходя из их конструктивных особенностей, принимаем значение опасного радиального упруговязкопластического перемещения стенок перфорационного канала, равное 2 мм, при котором возможно заклинивание при спускоподъемных операциях. Отсюда, по рис. 4–7, видно, что заклинивание породоразрушающего инструмента произойдет в интервале аргиллита при $\alpha > 55^\circ$ уже через час после вскрытия горной породы. Таким образом, время безопасного ведения работ составляет один час.

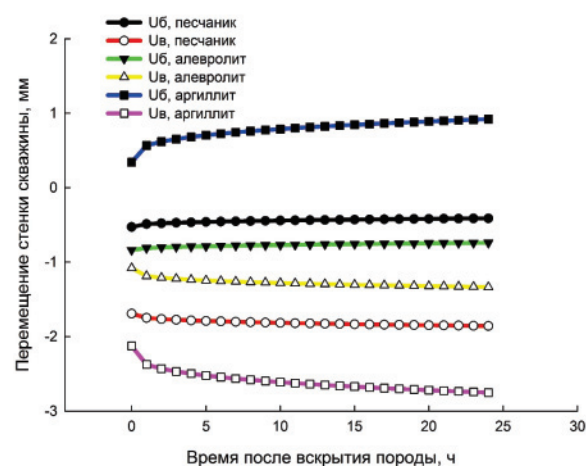


Рис. 7. Упруговязкопластическое перемещение стенки перфорационного канала ($\alpha = 90^\circ$) во времени

Fig. 7. Elasticviscoplastic displacement of the perforation channel wall ($\alpha = 90^\circ$) in time

Поэтому, кроме борьбы с возможными дифференциальными прихватами, рассмотренными в начале статьи, ведутся исследования по разработке способов предупреждения заклинивания долота технической системы «Перфобур» в опасном ин-

Зависимость заходности двигательной секции от протяженности канала

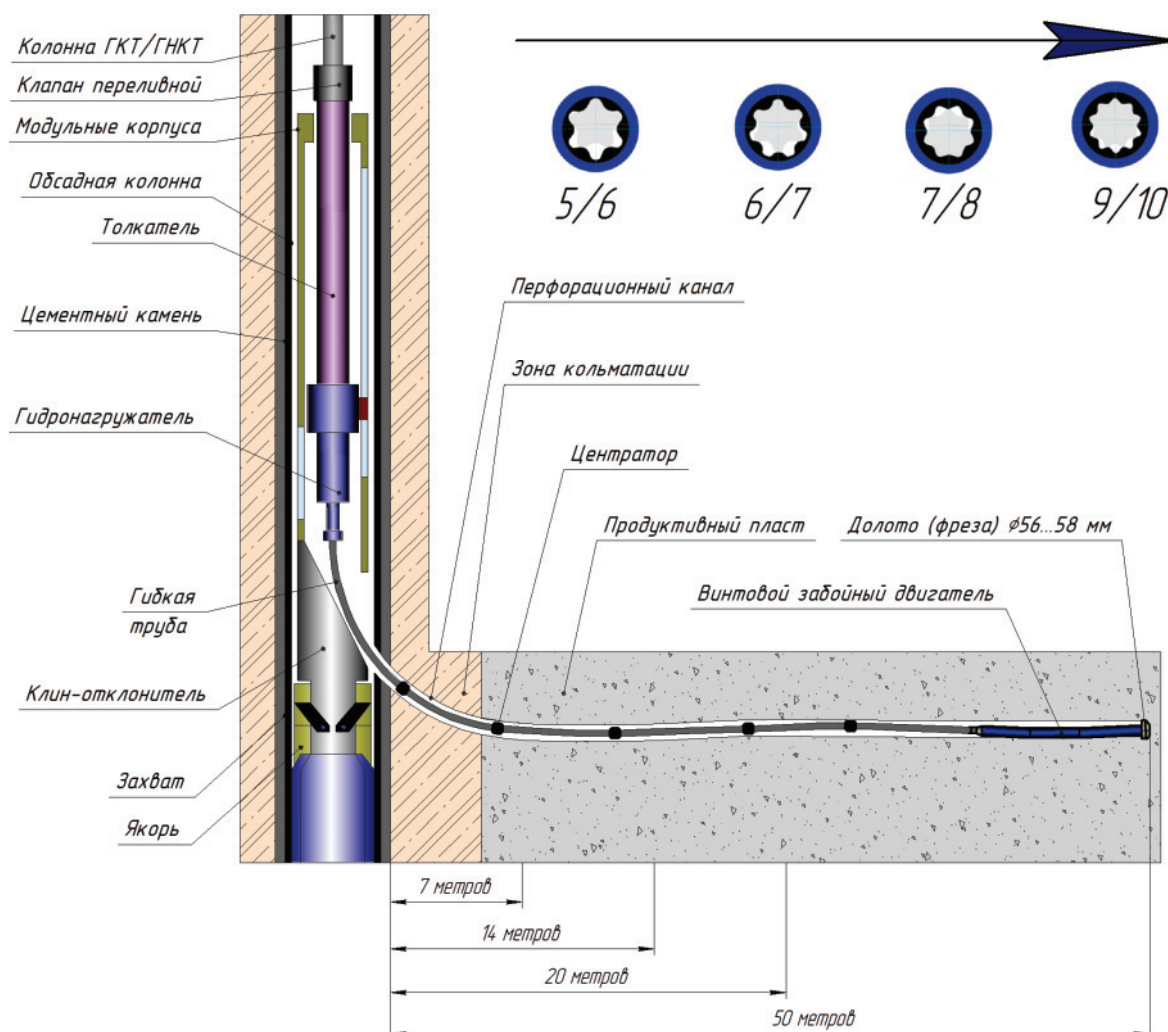


Рис. 8. Рекомендуемые винтовые забойные двигатели (ВЗД) с различными кинематическими соотношениями рабочих органов для компоновок ТС «Перфобур» при бурении перфорационных каналов различной протяженности

Fig. 8. Recommended screw downhole motors with different kinematic ratio of operating elements for the technical system assembly «Perfobur» for drilling perforation channels with different length

тервале. Изменение гидростатического давления бурового раствора ограничено условиями устойчивости горных пород и предупреждения поглощения бурового раствора. Компоновки технической системы «Перфобур» в настоящее время модернизируются путем добавления специальных устройств модульного типа для предупреждения рассматриваемых осложнений [3–6, 31, 32]. Одним из рекомендуемых способов предупреждения прихватов является увеличение механической скорости бурения [33, 34]. На рис. 8 представлены КНБК с рекомендуемыми вариантами кинематики рабочих органов винтового забойного двигателя (ВЗД) для бурения перфорационных каналов различной протяженности при оптимальной механической скорости.

Сокращение сроков бурения радиальных каналов также позволяет уменьшить риски осложнений. В настоящее время для компании «Перфобур» по разработанному техническому заданию изготовлен новый двухсекционный винтовой забойный двигатель габарита 49 мм с кинематическим отношением рабочих органов (РО) 9:10, что позволилократно увеличить механическую скорость бурения по сравнению с ранее применяемыми ВЗД габарита 43 мм, с кинематикой РО – 5:6, и бурить перфорационный канал длиной 7–14 м за 49 минут. Работы по совершенствованию ВЗД ведутся на постоянной основе.

Выводы

1. По результатам численного моделирования напряженно-деформированного состояния гор-

ных пород после бурения глубокого перфорационного канала в терригенном коллекторе месторождения в Поволжье определены значения упруговязкопластического перемещения его стенок при вариации зенитного угла в диапазоне $0^\circ \leq \alpha \leq 90^\circ$ и во времени после вскрытия породы при $\alpha = 90^\circ$.

2. Анализ полученных расчетных значений упруговязкопластического перемещения стенок глубокого перфорационного канала показал, что наиболее опасным с точки зрения заклинивания инструмента при выполнении спускоподъемных операций является интервал аргиллита, где время безопасного ведения работ составляет один час.

3. Для предупреждения заклинивания технической системы «Перфобур» в неустойчивых интервалах предлагается:

- а) применять регламентированные по времени проработки пробуренных интервалов ствола перфорационного канала;
- б) использовать в КНБК специальные устройства (демпфер-осциллятор, калибратор, расширитель, кольматор), устанавливаемые в компоновку в расчетных местах;
- в) увеличить механическую скорость бурения перфорационного канала за счет использования специальных винтовых забойных двигателей с рекомендуемыми кинематическими отношениями рабочих органов в зависимости от длины канала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dickinson W., Anderson R.R., Dickinson R.W. The Ultrashort-Radius Radial System // SPE Drilling Engineering. – 1989. – V. 4 (3). – P. 247–254.
2. Электронные ресурсы фирмы Radial Drilling Services. URL: <https://www.radialdrilling.com/> (дата обращения: 07.09.2018).
3. Мальцев А.А., Лягов И.А., Лягов А.В. Разработка инновационной системы радиального бурения для повышения нефтеотдачи пласта // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 64–67.
4. Analytical research and experimental tests on the technology for drilling small diameter channels with small radius of curvature / I.A. Lyagov, N.I. Vasilev, M. Reich, M. Mezzetti // Oil Gas European Magazine. – 1 September 2014. – V. 40. – Iss. 3. – P. 124–129.
5. Lyagov I.A. Bottomhole formation zone completion through ultra deep multibranch channels experimental research of a new technology // Mine planning and equipment selection. Proc. of the 22nd MPES Conference. – Dresden, Germany: Springer, 2013. – P. 1221–1229.
6. Лягов И.А., Лягова М.А. Технология вскрытия продуктивных пластов скважины бурением каналов малого диаметра и радиуса кривизны // Сборник материалов конференции и выставки SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике. – М.: Society of Petroleum Engineers, 2013. – С. 835–873.
7. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 7th ed. – Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2016. – 748 p.
8. DeGeare J. The Guide to Oilwell Fishing Operations. Tools, Techniques, and Rules of Thumb. 2nd ed. – Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2014. – 234 p.
9. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. – М.: Недра, 1979. – 182 с.
10. Amadei B., Stephansson O. Rock stress and its measurement. – Dordrecht: Springer Science+Business Media, 1997. – 276 p.
11. Amadei B. Rock Anisotropy and the Theory of Stress Measurements. – Berlin; Heidelberg: Springer-Verlag, 1983. – 482 p.
12. Brady B.H.G., Brown E.T. Rock Mechanics for underground mining. 3rd ed. – Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 2004. – 645 p.
13. Civa F. Reservoir Formation Damage Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. 3rd ed. – Cambridge: Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2016. – 1044 p.
14. Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmerman R.W. Fundamentals of Rock Mechanics. 4th ed. – Malden: Blackwell Publishing, 2007. – 489 p.
15. Goodman R.E. Introduction of Rock Mechanics. 2nd ed. – Hoboken: John Wiley & Sons, 1989. – 562 p.
16. Hudson J.A., Harrison J.P. Engineering rock mechanics. An introduction to the principles. – Oxford: Elsevier, 1997. – 497 p.
17. Hencher S. Practical Rock Mechanics. – Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015. – 371 p.
18. Jaeger C. Rock Mechanics and Engineering. – Cambridge: Cambridge University Press, 1972. – 256 p.
19. Parry R.H.G. Mohr Circles, Stress Paths and Geotechnics. 2nd ed. – New York: Taylor & Francis Group, 2004. – 279 p.
20. Pusch R. Rock Mechanics on a Geological Base. – Oxford: Elsevier, 1995. – 519 p.
21. Small J.C. Geomechanics in soil, rock, and environmental engineering. – Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2017. – 560 p.
22. Aadnoy B.S., Larsen K., Berg C. Analysis of stuck pipe in deviated boreholes // Journal of Petroleum Science and Engineering. – March 2003. – V. 37. – Iss. 3–4. – P. 195–212.
23. Wellbore stability analysis based on a new strength criterion / X. Shi, W. Cai, Y. Meng, G. Li, J. Li // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – November 2015. – V. 27. – P. 2. – P. 1005–1015.
24. Kanfar M.F., Chen Z., Rahman S.S. Effect of material anisotropy on time-dependent wellbore stability // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – September 2015. – V. 78. – P. 36–45.
25. Wellbore stability analysis and breakout pressure prediction in vertical and deviated boreholes using failure criteria – a case study / M. Mansourizadeh, M. Jamshidian, P. Bazargan, O. Mohammadzadeh // Journal of Petroleum Science and Engineering. – September 2016. – V. 145. – P. 482–492.
26. Zeynali M.E. Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations // Journal of Petroleum Science and Engineering. – February–March 2012. – V. 82–83. – P. 120–124.
27. Kanfar M.F., Chen Z., Rahman S.S. Risk-controlled wellbore stability analysis in anisotropic formations // Journal of Petroleum Science and Engineering. – October 2015. – V. 134. – P. 214–222.
28. Попов А.Н., Могучев А.И., Попов М.А. Деформирование стенок наклонной скважины и его влияние на работу и изнашивание буровых долот // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 3. – С. 6–13.
29. Расчет упруговязкопластического перемещения стенки открытого ствола скважины с учетом сжимаемости горной породы / А.Г. Губайдуллин, А.И. Могучев, В.У. Ямалиев, А.В. Лягов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 2. – С. 53–56.
30. Амосин Б.З., Линьков А.М. Об использовании метода переменных модулей для решения одного класса задач линейной на-

- следственной ползучести // Известия АН СССР. Механика твердого тела. – 1974. – № 6. – С. 162–166.
31. Ержанов Ж.С. Теория ползучести горных пород и ее приложения. – Алма-Ата: Наука, 1964. – 173 с.
32. Кацауров И.Н. Механика горных пород. – М.: Недра, 1981. – 166 с.
33. Reich Matthias. Auf krummen Touren durch den Untergrund – ein Exkurs in die Welt der Richtbohrtechnik // Erdöl, Erdgas, Kohle, – Januar 2011. – № 130. – P. 35–41.
34. Bradley W.B. Factors affecting the control of borehole angle in straight and directional wells // Journal of petroleum technology. – 1975. – V. 27. – № 6. – P. 679–688.

Поступила 26.11.2018 г.

Информация об авторах

Лягов И.А., кандидат технических наук, генеральный директор ООО «Перфобур».

Губайдуллин А.Г., кандидат технических наук, ассистент кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Горно-нефтяного факультета Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Лягов А.В., доктор технических наук, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Горно-нефтяного факультета Уфимского государственного нефтяного технического университета; директор по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам ООО «Перфобур».

Могучев А.И., кандидат технических наук, доцент кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Горно-нефтяного факультета Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Попов А.Н., доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Горно-нефтяного факультета Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.24

FORECASTING THE RISKS OF JAMMING TO EXCLUDE THE POSSIBILITY OF STITCHING THE TECHNICAL SYSTEM «PERFOBUR» WHILE DRILLING BRANCHED CHANNELS IN TERRIGENOUS RESERVOIRS

Ilya A. Lyagov¹,
ilyagov@perfobur.com

Azat G. Gubaidullin²,
azat771989@mail.ru

Alexander V. Lyagov^{2,1},
lyagovs@mail.ru

Alexander I. Moguchev²,
moguchev@rusoil.net

Anatoly N. Popov²,
ngpo_ugntu@mail.ru

¹ Perfobur,
bld. 2, 7, Derbenevskaya Embankment, Moscow, 115114, Russia.

² Ufa state petroleum technical university,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the research. One of the promising methods of secondary formation exposing is drilling of deep perforations by the «Perfobur» radial drilling system. This article discusses the issues of forecasting and preventing freeze-in of the technical system «Perfobur» due to bit stall in the intervals of incompetent rock. The bit stall in these intervals occur due to the elastoviscoplastic deformation of the perforation channel cross section.

The aim of the research is to evaluate the risks of sticking of the technical system «Perfobur» due to bit stall during the tripping operations and to develop the measures to prevent them.

Objects: deep perforation channel in the terrigenous reservoir of oil field in the Volga region, which is an alternation of mudstone, siltstone and sandstone.

Methods: geomechanical modeling, numerical integration, variable module method.

Results. The authors have determined the movement of the deep perforation channel walls in time for the terrigenous reservoir, which is an alternation of argillite, siltstone and sandstone and obtained the dependences of the elastoviscoplastic movement of the perforation channel walls with changes in inclination angle. The elastoviscoplastic displacement of the perforation channel upper wall, as a rule, considerably (by 1.5 or more times) exceeds the elastoviscoplastic displacement of the perforation channel side wall. Consequently, the elastoviscoplastic displacement of the perforation channel upper wall is the most dangerous and determining from the point of view of bit stall during the tripping operations. Based on the established criterion of the PDC bit stall (dangerous displacement of the wall is equal to 2 mm), it is determined that the most dangerous from the point of view of bit stall is the argillite deposit and the time of safe work is one hour. To reduce the risk of the bit stall of the technical system «Perfobur», it was proposed to use a new screw downhole motor PDM-49, as well as the stabilizers, expanders, calibrators, and colmatators in perforation to prevent the elimination of possible complications in the perforation channel.

Key words:

Technical system «Perfobur», bottom hole assembly, bit seizure, elastoviscoplastic deformation of rock, bottomhole formation zone, drilling of branched radial perforation channels.

REFERENCES

1. Dickinson W., Anderson R.R., Dickinson R.W. The Ultrashort-Radius Radial System. *SPE Drilling Engineering*, 1989, vol. 4 (3), pp. 247–254.
2. *Electronic resources of the company Radial Drilling Services*. Available at <https://www.radialdrilling.com/> (accessed 7 September 2018).
3. Maltsev A.A., Lyagov I.A., Lyagov A.V. Development of innovative radial drilling system to enhance oil recovery. *Oil Gas Innovations*, 2016, no. 11, pp. 64–67. In Rus.
4. Lyagov I.A., Vasilev N.I., Reich M., Mezzetti M. Analytical research and experimental tests on the technology for drilling small diameter channels with small radius of curvature. *Oil Gas European Magazine*, 1 September 2014, vol. 40, Iss. 3, pp. 124–129.
5. Lyagov I.A. Bottomhole formation zone, completion of ultra deep multibranch channels, experimental research of a new technology. *Mine planning and equipment selection*. Dresden, Germany, Springer, 2013. pp. 1221–1229.
6. Lyagov I.A., Lyagova M.A. Tekhnologiya vskrytiya produktivnykh plastov skvazhiny bureniem kanalov malogo diametra i radiusa krivizny [Technology of productive wells formation exposing by channels drilling with small diameter and the radius of curvature]. *Sbornik materialov konferentsii i vystavki SPE po razrabotke mestorozhdeniy v oslozhnennykh usloviyakh i Arktike* [SPE Conference Paper of «SPE Arctic & Extreme Environ-

- ments*]. Moscow, Society of Petroleum Engineers Publ., 2013. pp. 835–873.
7. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. 7th ed. Cambridge, Gulf Professional Publishing, 2016. – 748 p.
8. DeGeare J. *The Guide to Oilwell Fishing Operations. Tools, Techniques, and Rules of Thumb*. 2nd ed. Cambridge, Gulf Professional Publishing, 2014. 234 p.
9. Samotoy A.K. *Preduprezhdenie i likvidatsiya prikhvatov trub pri burenii skvazhin* [Prevention and elimination of the drill pipe freeze-in for the well-drilling]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 182 p.
10. Amadei B., Stephansson O. *Rock stress and its measurement*. Dordrecht, Springer Science+Business Media, 1997. 276 p.
11. Amadei B. *Rock Anisotropy and the Theory of Stress Measurements*. Berlin; Heidelberg, Springer-Verlag, 1983. 482 p.
12. Brady B.H.G., Brown E.T. *Rock Mechanics for underground mining*. 3rd ed. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, 2004. 645 p.
13. Civa F. *Reservoir Formation Damage Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation*. 3rd ed. Cambridge, Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2016. 1044 p.
14. Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmerman R.W. *Fundamentals of Rock Mechanics*. 4th ed. Malden, Blackwell Publishing, 2007. 489 p.
15. Goodman R.E. *Introduction of Rock Mechanics*. 2nd ed. Hoboken, John Wiley & Sons, 1989. 562 p.
16. Hudson J.A., Harrison J.P. *Engineering rock mechanics. An introduction to the principles*. Oxford, Elsevier, 1997. 497 p.
17. Hencher S. *Practical Rock Mechanics*. Boca Raton, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015. 371 p.
18. Jaeger C. *Rock Mechanics and Engineering*. Cambridge, Cambridge University Press, 1972. 256 p.
19. Parry R.H.G. *Mohr Circles, Stress Paths and Geotechnics*. 2nd ed. New York, Taylor & Francis Group, 2004. 279 p.
20. Pusch R. *Rock Mechanics on a Geological Base*. Oxford, Elsevier, 1995. 519 p.
21. Small J.C. *Geomechanics in soil, rock, and environmental engineering*. Boca Raton, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2017. 560 p.
22. Aadnøy B.S., Larsen K., Berg C. Analysis of stuck pipe in deviated boreholes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, March 2003, vol. 37, Iss. 3–4, pp. 195–212.
23. Shi X., Cai W., Meng Y., Li G., Li J. Wellbore stability analysis based on a new strength criterion. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, November 2015, vol. 27, P. 2, pp. 1005–1015.
24. Kanfar M.F., Chen Z., Rahman S.S. Effect of material anisotropy on time-dependent wellbore stability. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, September 2015, vol. 78, pp. 36–45.
25. Mansourizadeh M., Jamshidian M., Bazargan P., Mohammadzadeh O. Wellbore stability analysis and breakout pressure prediction in vertical and deviated boreholes using failure criteria – a case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, September 2016, vol. 145, pp. 482–492.
26. Zeynali M.E. Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, February–March 2012, vol. 82–83, pp. 120–124.
27. Kanfar M.F., Chen Z., Rahman S.S. Risk-controlled wellbore stability analysis in anisotropic formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, October 2015, vol. 134, pp. 214–222.
28. Popov A.N., Moguchev A.I., Popov M.A. Deformation of an inclined well walls and its influence on the work and wear of drill bits. *Construction of oil and gas wells on onshore and offshore*, 2008, no. 3, pp. 6–13. In Rus.
29. Gubaidullin A.G., Moguchev A.I., Yamaliev V.U., Lyagov A.V. Calculation of the elastoviscoplastic displacement of the open wellbore wall with allowance for the compressibility of the rock. *Oil Industry*, 2018, no. 2, pp. 53–56. In Rus.
30. Amusin B.Z., Linkov A.M. Ob ispolzovanii metoda peremennykh moduley dlya resheniya odnogo klassa zadach lineynoy nasledstvennoy polzuchesti [On use of the method of variable modules for solving a class of linear hereditary creep problems]. *Izvestiya AN SSSR. Mekhanika tverdogo tela*, 1974, no. 6, pp. 162–166.
31. Erzhantov Zh.S. *Teoriya polzuchesti gornykh porod i ee prilozheniya* [The rocks creep theory and its applications]. Alma-Ata, Nauka Publ., 1964. 173 p.
32. Katsaurov I.N. *Mekhanika gornykh porod* [Rocks Mechanics]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 166 p.
33. Reich Matthias. On crooked tours through the underground – an excursion into the world of directional drilling technology. *Oil Gas European Magazine*, January 2011, vol. 130, pp. 35–41. In German.
34. Bradley W.B. Factors affecting the control of borehole angle in straight and directional wells. *Journal of petroleum technology*, 1975, vol. 27, no. 6, pp. 679–688.

Received: 26 November 2018.

Information about the authors

Ilya A. Lyagov, Cand. Sc., general director, Perfobur.

Azat G. Gubaidullin, Cand. Sc., assistant, Ufa state petroleum technical university.

Alexander V. Lyagov, Dr. Sc., professor, Ufa state petroleum technical university; Research & Development Director, Perfobur.

Alexander I. Moguchev, Cand. Sc., associate professor, Ufa state petroleum technical university.

Anatoly N. Popov, Dr. Sc., professor, Ufa state petroleum technical university.

УДК 532:536

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВЫХ СРЕД В УСЛОВИЯХ СЕПАРАЦИИ

Николаев Евгений Владимирович¹,
nickolaev_evgeny@mail.ru

Харламов Сергей Николаевич¹,
kharsn@mail.ru

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

При решении прикладных задач по установлению особенностей изменений параметров в газообразных сплошных средах при конвективном тепло- и массообмене, сопротивлении трения в аппаратах и устройствах, обеспечивающих функционирование технологических процессов в нефтегазовой отрасли, ценным является представление о механизмах и интенсивности процессов переноса тепла, массы и импульса. Такие задачи нетривиальны из-за выраженной нелинейности эффектов, нестабильности и разнообразия компонентного состава рабочих смесей в аппаратах и требуют большой априорной информации при моделировании, получение которой ограничено спецификой процессов и их экспериментального анализа. В силу сказанного, исследования, направленные на выяснение и прогноз закономерностей изменений локальных и интегральных свойств гомогенных и гетерогенных углеводородных систем в аппаратах топливно-энергетического комплекса являются актуальными и ценными для практики.

Цель: выявление особенностей и установление закономерностей эволюции локальных параметров и процессов конвективного тепло- и массообмена в нефтегазовых аппаратах (таких как коэффициенты динамической и кинематической вязкости, тепло- и температуропроводности, диффузионности, а также их безразмерных аналогов – чисел Прандтля, Шмидта и Льюиса), ориентированных на использование в качестве рабочего тела многокомпонентных углеводородных газовых сред в диапазоне термобарических условий, характерных для функционирования оборудования подготовки нефти при сепарации – $T \approx 0-70^\circ\text{C}$ и $P \approx 0,1-3,5$ МПа.

Методы: термодинамическая модель в программном комплексе Aspen HYSYS – уравнение состояния реальных газовых смесей Пенга–Робинсона; положения статистической механики, подходы соответствующих состояний, методы Чепмена–Энскога, Голубева, теории подобия и анализа размерностей.

Результаты. В рамках положений равновесной термодинамики выполнено детальное исследование эволюции локальных и интегральных параметров процессов переноса импульса, тепла и массы в углеводородных газовых смесях в условиях сепарации при заданных температурах и давлениях. Установлены границы применимости практического использования метода подобия в количественных оценках, и качественных прогнозах механизмов и конфигураций конвективного тепло- и массообмена в устройствах подготовки нефти. Обсуждаются результаты использования метода аналогий и моделирования процесса сепарации в общих задачах процессов переноса импульса, тепла и массы в задачах нефтегазовой отрасли. В практику проектирования оборудования рекомендуются заключения об особенностях изменений свойств в сложных по структуре смесях и интенсивности механизмов тепло- и массообмена при сепарации, нарушающих тройную аналогию в неизотермических гомогенных и гетерогенных средах.

Ключевые слова:

Коэффициенты переноса, многокомпонентная система, углеводороды, сепарация, моделирование.

Введение

В настоящее время проектирование, разработка и оптимизация работы промышленных аппаратов не обходится без численного моделирования многомерных и многофакторных процессов в конвективном и диффузионном тепломассопереносе, гидродинамике, осложненных фазовыми переходами, весьма чувствительными к изменению режима течений и структуры теплоносителей, интенсивности механизмов переноса скаляра (тепла, массы) и импульса, а также особенностям распределений теплофизических свойств в сопряженной термодинамической системе «внешняя среда – поверхность промышленных устройств – рабочее тело» [1]. Это связано с прогрессом в исследовании инженерных задач нефтегазовой отрасли в рамках своих общих и полных постановок, опирающихся на привлечение законов сохранения массы индивидуальных компонентов (фаз) в смесях, энергии и импульса, а

также в результате появления быстродействующих ПЭВМ и целого ряда программных продуктов, предназначенных для прогноза физико-химических явлений и механизмов в рабочих системах и технологических процессах. Ввиду этого к точности исследования тепло- и массообмена в сплошных гомогенных и гетерогенных системах предъявляются все более высокие требования, в частности, к методикам формулировок краевых условий для математических моделей в многокомпонентных газовых смесях и методам отыскания их решений. Для успешного численного интегрирования нелинейных дифференциальных уравнений и их замыкающих соотношений требуются корректные сведения о деталях поведения теплофизических свойств термодинамической системы (параметрах динамической, кинематической и объемной вязкости, тепло- и температуропроводности), характеризующих интенсивности протекания процессов

переноса импульса, теплоты и массы [2]. Следует отметить, что ввиду широкого многообразия рабочих смесей газов в аппаратах экспериментальный подход в решении указанных задач сопряжен со значительными сложностями. И данные теоретического анализа закономерностей и эволюции пространственных распределений локальных и интегральных параметров функционирующих объектов, аппаратов и устройств нефтегазовой отрасли обретают чрезвычайную важность для практики.

Известно, что при определении коэффициентов переноса химически однородных веществ используются два подхода: феноменологический (в рамках принципа соответственных состояний) и статистический (идеи молекулярно-кинетической теории газов). Некоторые результаты сопоставления данных подходов при вычислении коэффициентов динамической вязкости и тепло- и температуропроводности индивидуальных веществ, на примере которых можно увидеть, что они выдают близкие между собой значения и находятся в хорошем согласии с экспериментом, были отражены в [1–3]. Вместе с тем в [3] продемонстрировано, что картина изменений указанных свойств многокомпонентных газовых смесей, полученных с помощью общепринятых методов Уилки [4] и Мэйсона–Саксена [5], качественно коррелирует с результатами, полученными в среде HYSYS. Необходимо отметить, что в отличие от коэффициентов динамической вязкости и теплопроводности вычисление коэффициента диффузии в многокомпонентных смесях требует специального подхода к каждому случаю. Поэтому в последнее время проводится множество исследований, направленных на разработку новых методов определения коэффициента (эффективного, бинарного) диффузии в газах [6–8]. Так, например, в [7, 8] проведены экспериментальные исследования диффузии в бинарных газовых смесях, в широком диапазоне изменений температуры и давления. Также в [6, 7] предлагаются новые методы определения коэффициентов бинарной и эффективной диффузии в смесях. Это показывает, что исследования диффузионного переноса массы в смесях далеки от завершения, в особенности для многокомпонентных систем. В практике известны два метода определения эффективного коэффициента диффузии в многокомпонентных однородных и гетерогенных газовых смесях – бинарная постановка задачи [9] и метод Уилки [10]. При бинарной постановке смесь разделяется на два псевдокомпонента по близким значениям молекулярной массы, после чего рассчитывается коэффициент бинарной диффузии по известным методам. В случае с методом Уилки эффективный коэффициент диффузии вычисляется для каждой отдельной компоненты смеси. Однако в случаях смесей с сильно различающимися по молекулярной массе компонентами использование обоих методов приводит к большим расхождениям с экспериментом. Поэтому оценка скорости диффузии в газах и по-

иск новых методов её определения является актуальным направлением исследования.

Учитывая сказанное, целью данной работы является выявление закономерностей параметров процессов переноса (коэффициентов динамической вязкости, теплопроводности, диффузии, чисел Прандтля, Шмидта и Льюиса) многокомпонентных углеводородных газовых сред в зависимости от термобарических условий сепарации, характерных для функционирования оборудования подготовки нефти – $T \cong 0-70^\circ\text{C}$ и $P \cong 0,1-3,5$ МПа.

Детали численного моделирования

При решении тепло- и массообменных задач в сплошных средах широко используется метод подобия [11]. Анализ изучаемых процессов методом подобия подразумевает приведение уравнений, описывающих исследуемый процесс, и соответствующих краевых (начальных и граничных) условий к безразмерному виду [1–3]. При этом число новых безразмерных переменных и постоянных величин, входящих в основные уравнения и краевые условия, оказывается меньше числа размерных величин, что значительно упрощает задачу. Так, при решении задач теплообмена искомой величиной является безразмерный коэффициент теплоотдачи – число Нуссельта (Nu), массообмена – безразмерный коэффициент массоотдачи – число Шервуда (Sc). В простейшей конфигурации конвективного тепло- и массообмена с достаточной для практики точностью указанные параметры определяются эмпирическими критериальными связями типа [11]:

$$Nu = f_1(Re, Pr), \quad (1)$$

$$Sh = f_2(Re, Sc). \quad (2)$$

Здесь f_1, f_2 – некоторые известные функции, учитывающие физические особенности среды к интенсивности тепломассопереноса под действием внешних и внутренних сил в термодинамических системах; Re – число Рейнольдса, Pr – число Прандтля, Sc – число Шмидта. Числа Прандтля, Шмидта и Льюиса ($Le=Pr/Sc$) являются определяющими критериями подобия. Они определяют тройную аналогию процессов переноса в газах, характеризуя интенсивности между переносами теплоты, массы и импульса. В инженерной практике прикладных расчетов тепло- и массообмена в газах зачастую указанные числа принимают одинаковыми (*idem*), что позволяет экстраполировать результаты вычислений одного процесса на другие [12]. Однако ни численно, ни экспериментально это не было подтверждено для многокомпонентных газовых смесей. В частности, в [3] показано, что данные числа подобия могут изменяться в достаточно широком диапазоне значений. Следовательно, уяснение характера распределений перечисленных параметров для многокомпонентных газовых сред является немаловажной задачей. Таким образом, численное исследование зависимостей коэффициентов переноса и чисел подобия многокомпонентных углеводородных сред от

температуры и давления с учётом изменения компонентного состава в термобарических условиях процесса сепарации, характерных для аппаратов подготовки нефти, проводилось в несколько этапов:

- моделирование процессов сепарации пластовых нефтей различных месторождений в указанном диапазоне изменений температур и давлений;
- расчет коэффициентов динамической вязкости, теплопроводности углеводородных газовых смесей, полученных в результате моделирования сепарации пластовых нефтей;
- выявление зависимости коэффициента самодиффузии веществ от давления, предложение поправочного коэффициента;
- вычисление эффективного коэффициента диффузии в углеводородных средах, а также чисел подобия (Прандтля Pr , Шмидта Sc и Льюиса Le).

Достоверное прогнозирование процесса сепарации является важной частью исследования, поскольку коэффициенты переноса многокомпонентных газовых смесей сильно зависят от состава. Поэтому моделирование сепарации проводилось в программном пакете HYSYS, с использованием в качестве термодинамической модели уравнения состояния Пенга–Робинсона [13, 14]. Ранее в [3] проводили сравнительный анализ некоторых имеющихся моделей пакета HYSYS в прогнозе покомпонентного разделения пластовой нефти, в результате чего подтвердили, что уравнение Пенга–Робинсона действительно выдаёт надежные результаты относительно остальных моделей. Также заметим, что в [15] были получены картины изменений чисел подобия (Pr , Sc , Le) для двух вариантов газовых смесей для термобарических условий сепарации и высказаны рекомендации по использованию уравнения из кинетической теории газов [16], выражающее коэффициент самодиффузии вещества через коэффициент кинематической вязкости и соотношения интегралов столкновений для переноса импульса и массы, для определения осредненной скорости диффузии в смесях:

$$D_{ii} = v_i \frac{6}{5} \frac{\Omega_v}{\Omega_D}, \quad (3)$$

где D_{ii} – коэффициент самодиффузии вещества, Ω_v , Ω_D – интегралы столкновений для переноса импульса и массы, соотношение которых для газов при умеренных давлениях приблизительно равно 1,1. Однако в (3) не было учтено влияние давления на соотношение Ω_v/Ω_D , так как оно является функцией характеристической температуры. Поэтому в данной работе предлагается поправочное уравнение, учитывающее давление, вида:

$$\frac{\Omega_v}{\Omega_D} = 1,0665 - 0,0551P. \quad (4)$$

Здесь P – давление, МПа. В данном случае число Шмидта не зависит от температуры, что вполне оправдано для чистых веществ и бинарных смесей газов, и с учетом (4) равно:

$$Sc = \frac{5}{6} (1,0665 - 0,0551P). \quad (5)$$

Таким образом, при известных данных о коэффициентах динамической вязкости, плотности (коэффициентах кинематической вязкости) и числе Шмидта многокомпонентных газовых смесей при определенных термобарических условиях можем найти их эффективные коэффициенты диффузии. В целях верификации представленного метода сопоставлены результаты расчетов с экспериментальными данными для чистых веществ и бинарных смесей (рис. 1, 2).

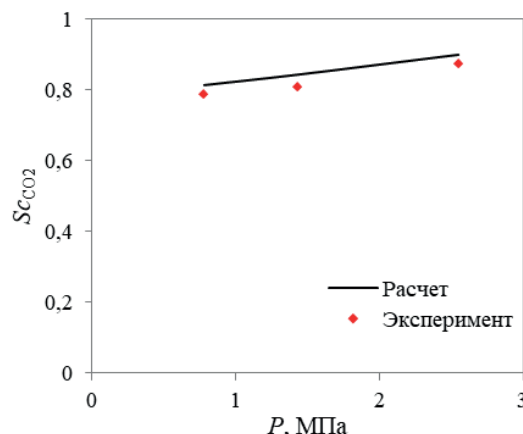


Рис. 1. Экспериментальные и расчетные значения числа Шмидта диоксида углерода в зависимости от давления

Fig. 1. Experimental and calculated values of the carbon dioxide Schmidt number as a function of pressure

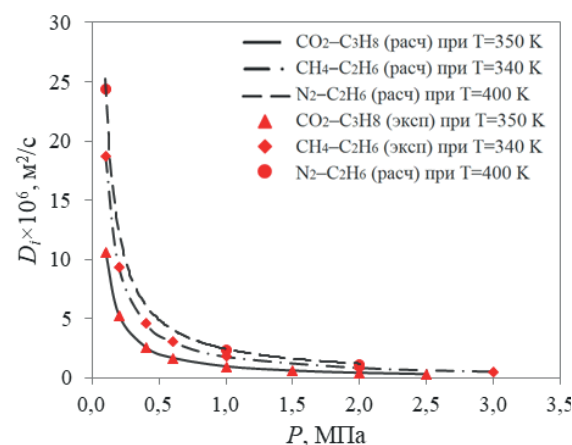


Рис. 2. Экспериментальные и расчетные значения эффективного коэффициента диффузии бинарных смесей в зависимости от давления при различных температурах

Fig. 2. Experimental and calculated values of binary mixtures effective diffusion coefficient as a function of pressure at various temperatures

На рис. 1, 2 экспериментальная информация была позаимствована из [17, 18], при этом средняя относительная погрешность расчетных величин не превышает 4 %. Это позволяет утверждать, что предлагаемые уравнения (4) и (5) являются вполне удовлетворительными в прогнозировании эффективного коэффициента диффузии и числа Шмидта в смесях.

Результаты и их обсуждение

В качестве исходных данных при численном моделировании процессов сепарации углеводород-

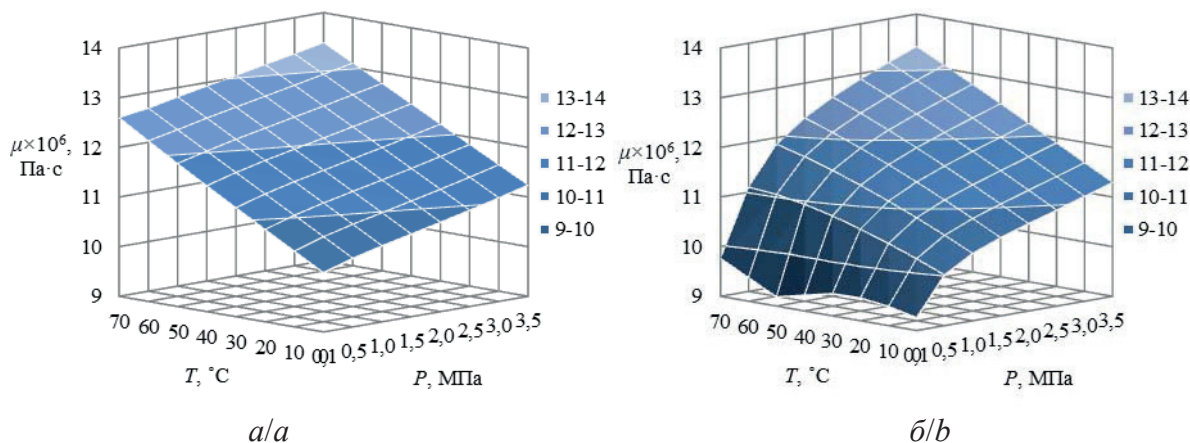


Рис. 3. Эволюция коэффициента динамической вязкости газовой смеси в зависимости от температуры и давления сепарации пластовой нефти: а) Губкинского месторождения; б) Вынгапуровского месторождения

Fig. 3. Evolution of the gas mixture dynamic viscosity coefficient depending on the temperature and pressure of crude oil separation: a) Gubkinskoye field; b) Vyngapurovskoye field

ных сред были выбраны компонентные составы пластовых нефтей 10 различных месторождений. Заметим, что содержание в смесях основного составляющего – метана – находится в пределах от 27,8 до 98,0 % (об.). В связи с этим теплофизические свойства у каждой смеси в зависимости от температуры и давления изменяются нетривиально (например, рис. 3).

Однако, в отличие от свойств, числа подобия (Pr , Sc , Le) распределяются во всех случаях в достаточно узком диапазоне значений. Так, число Прандтля ограничивается нижним пределом 0,74 и верхним – 0,86, число Шмидта варьируется в пределах величин от 0,79 до 0,95, а число Льюиса – от 1,00 до 1,24 (рис. 4).

Вышеизложенное позволяет утверждать, что в многокомпонентных углеводородных газовых смесях при сепарации в условиях атмосферного давления и температур от 0 до 70 °C существует подобие процессов переноса теплоты и массы. Следова-

но, функции в выражениях (1) и (2) принимают одинаковый вид, в связи с чем результаты расчета теплообмена могут быть применены для расчета массообмена. Кроме того, при сепарации в условиях давления 3,5 МПа имеем подобие процессов переноса импульса и массы, так как число Шмидта при указанном давлении находится ближе всего к единице ($Sc=0,95$). В этом случае справедливо будет выразить число Шервуда как функцию одной переменной – числа Рейнольдса:

$$Sh = f(Re). \quad (6)$$

Таким образом, проведенное исследование параметров процессов переноса в углеводородных газовых смесях в условиях сепарации в пределах рассматриваемых температур и давлений позволило обозначить границы применимости метода подобия, упрощенной критериальной связи (6) и оценить степени отклонения безразмерных параметров, характеризующих аналогию процессов переноса, от единицы. Данные рекомендации полезны

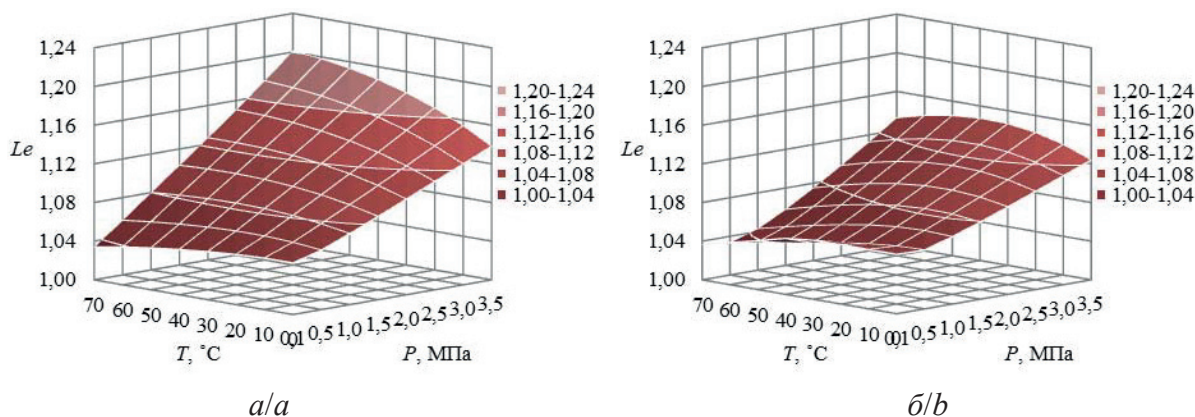


Рис. 4. Эволюция числа Льюиса газовой смеси в зависимости от температуры и давления сепарации пластовой нефти: а) Губкинского месторождения; б) Вынгапуровского месторождения

Fig. 4. Evolution of the gas mixture Lewis number depending on the temperature and pressure of crude oil separation: a) Gubkinskoye field; b) Vyngapurovskoye field

при расчетах тепло- и массообмена в сплошных средах не только в нефтегазовой промышленности, но и в химической, топливно-энергетической и т. д. Об этом свидетельствует использование критериальных связей типа (1) и (2) в самых различных инженерных расчетах: при оценке испарений нефти из резервуаров [19], при моделировании массопереноса в газовой фазе в скруббере Вентури [20], в практике научного приборостроения [12], а также в направлении прикладного моделирования процессов горения [21]. Следует отметить, что до сих пор исследования характера массообмена в углеводородных средах далеки от завершения, в особенности при повышенных давлениях, о чём говорят современные работы [22, 23].

Заключение

Результаты проведенного исследования позволяют сформулировать следующие выводы.

1. Исследованы зависимости теплофизических свойств (коэффициентов динамической вязкости, теплопроводности и диффузии) углевод-

родных газовых смесей от термобарических условий с учётом изменения компонентного состава при сепарации.

2. Предложен метод определения эффективного коэффициента диффузии в многокомпонентных газовых смесях с помощью соотношения из кинетической теории газов для вычисления коэффициента самодиффузии веществ через их плотность и коэффициент кинематической вязкости.
3. Установлено влияние давления на соотношение интегралов столкновений для переноса массы и импульса, и предложено поправочное уравнение для учёта параметра давления.
4. Впервые приведены и обобщены числа Прандтля $Pr \approx 0,74 \dots 0,86$, Шмидта $Sc \approx 0,79 \dots 0,95$ и Льюиса $Le \approx 1,00 \dots 1,23$ для многокомпонентных углеводородных газовых сред в условиях сепарации пластовой нефти различных месторождений, определяющие характер тепло- и массообмена в открытых термодинамических системах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Prospects of RANS Models With Multiparameter 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 // Proceedings of the 6th International Forum on Strategic Technology. – Harbin, China, August 22–24, 2011. — V. 2. – P. 787–791.
2. О проблемах математического моделирования процессов переноса импульса, тепла и массы в углеводородных вязких средах в условиях сложного движения и тепломассопереноса в трубопроводах / С.Н. Харламов, С.И. Сильвестров, В.В. Зайковский, Е.В. Николаев // Вестник Российской Академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – 2017. – Вып. 20. – С. 67–89.
3. Николаев Е.В., Харламов С.Н. Исследование сепарационных процессов углеводородных многокомпонентных систем в режимах функционирования оборудования предварительной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 7. – С. 84–89.
4. Wilke C.R. A Viscosity Equation for Gas Mixtures // The Journal of Chemical Physics. – 1950. – V. 18. – P. 517–519.
5. Mason E.A., Saxena S.C. Approximate Formula for the Thermal Conductivity of Gas Mixtures // The Physics of Fluids. – 1958. – V. 1. – P. 361–369.
6. Lunev V.V. New phenomenological model of multicomponent gas diffusion // Fluid Dynamics. – 2017. – V. 52. – P. 454–462.
7. Незовитина М.А. Исследование зависимости коэффициентов взаимной диффузии углеводородных газов от давления при различных температурах: дис. ... канд. техн. наук. – Смоленск, 2011. – 189 с.
8. Zangi P., Rausch M.H., Fröba A.P. Binary Diffusion Coefficients for Gas Mixtures of Propane with Methane and Carbon Dioxide Measured in a Loschmidt Cell Combined with Holographic Interferometry // International Journal of Thermophysics. – 2019. – V. 40:18. – P. 1–17.
9. Тирский Г.А. Определение эффективных коэффициентов диффузии в ламинарном многокомпонентном пограничном слое // Доклады академии наук. – 1964. – Т. 155. – № 6. – С. 1278–1281.
10. Wilke C.R. Diffusional properties of multicomponent gases // Chemical Engineering Progress. – 1950. – V. 46. – P. 95–104.
11. Лыков А.В., Михайлов Ю.А. Теория тепло- и массопереноса. – М.: Энергоиздат, 1963. – 563 с.
12. Шарфарец Б.П. Обзор теории явлений переноса и поверхностных явлений применительно к решению некоторых задач научного приборостроения // Научное приборостроение. – 2015. – Т. 25. – № 3. – С. 45–64.
13. HYSYS 2004 Simulation Basis // URL: <https://sites.ualberta.ca/CMENG/che312/F06ChE416/HsysDocs/AspenHYSYSimulationBasis.pdf> (дата обращения 07.07.2019).
14. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. – 1976. – V. 15. – P. 59–64.
15. Николаев Е.В., Харламов С.Н. Особенности сепарации многокомпонентных углеводородных сред в режимах работы аппаратов подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 3. – С. 69–76.
16. Hirschfelder J.O., Curtis C.F., Bird R.B. Molecular Theory of Gases and Liquids. – New York: John Wiley and Sons, 1954. – 1219 p.
17. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
18. Новый справочник химика и технолога. Электродные процессы. Химическая кинетика и диффузия. Коллоидная химия / Р.Ш. Абиев, Е.Е. Бибик, Е.А. Власов, Б.С. Ермаков. – С.-Пб.: Автономная некоммерческая организация, научно-просветительская организация «Профессионал», 2004. – 838 с.
19. Любин Е.А., Коршак А.А. Критериальные уравнения массоотдачи при операциях с нефтями в вертикальных цилиндрических резервуарах // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2010. – № 2. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Lyubin/Lyubin_1.pdf (дата обращения 02.04.2019).
20. Iodine removal efficiency in non-submerged and submerged self-priming venturi scrubber / M. Ali, Ch. Yan, Zh. Sun, H. Gu, J. Wang, M. Khurram // Nuclear engineering and technology. – 2013. – V. 45. – № 45. – P. 203–210.
21. Effect of heat and mass transfer on the combustion stability in catalytic micro-combustors / J. Chen, L. Yan, W. Song, D. Xu // Applied Thermal Engineering. – 2018. – V. 131. – P. 750–765.

22. Carreon-Calderon B., Uribe-Vargas V. Thermomechanical Point of View of the Effect of Pressure and Free Volume on the Molecular Diffusion Coefficients // Journal of Chemical and Engineering Data. – 2019. – V. 64. – P. 1956–1969.
23. Absorption and desorption mass transfer rates as a function of pressure and mixing in a simple hydrocarbon system / A.B. Daniel, S.A. Mohammad, M.A. Miranda, Aichele C.P. // Chemical Engineering Research and Design. – 2019. – V. 144. – P. 209–215.

Поступила 28.08.2019 г.

Информация об авторах

Николаев Е.В., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

UDC 532:536

REGULARITIES OF CHANGES IN PARAMETERS OF MULTICOMPONENT HYDROCARBON MEDIA TRANSFER IN SEPARATION CONDITIONS

Eugeniy V. Nikolaev¹,
nickolaev_evgeny@mail.ru

Sergey N. Kharlamov¹,
kharsn@mail.ru

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

In solving applied tasks of determining the characteristics of parameters changes in gaseous continuous media during convective heat and mass transfer, friction resistance in devices and equipment ensuring the operation of technological processes in the oil and gas industry, the understanding of mechanisms and intensity of heat, mass and momentum transfer processes is valuable. Such tasks are non-trivial because of the pronounced nonlinearity of effects, instability and diversity of the composition of mixtures, as the working medium of the apparatus, and require large a priori information in modeling, the obtaining of which is limited by specifics of the processes and their experimental analysis. The studies aimed at clarifying and predicting the patterns of changes in the local and integral properties of homogeneous and heterogeneous hydrocarbon systems in the apparatuses of fuel and energy complex are relevant and valuable for practice.

The main aim of the study is to identify features and establish patterns of local parameters evolution of convective heat and mass transfer in oil and gas devices (such as the coefficients of dynamic and kinematic viscosity, heat and thermal diffusivity, diffusion, and their dimensionless analogs – Prandtl, Schmidt and Lewis numbers), focused on the use as working fluid of multicomponent hydrocarbon gas media in the range of temperature and pressure conditions typical for operation of oil preparation equipment at separation – $T \approx 0-70$ °C and $P \approx 0,1-3,5$ MPa.

The methods: thermodynamic model in HYSYS software – Peng–Robinson equation of state, statistical mechanics, the principle of corresponding states, the Chapman–Enskog, Golubev methods, similarity theory and dimension analysis.

Results. Within the framework of equilibrium thermodynamics the authors have carried out the detailed study of the evolution of local and integral parameters of momentum, heat and mass transfer in hydrocarbon gas mixtures under separation conditions at given temperatures and pressures in the working media. The limits of applicability of the practical use of the similarity method in quantitative estimates and qualitative predictions of the mechanisms and configurations of convective heat and mass transfer in oil preparation devices are established. The results of using the method of analogies in modeling separation in general issues of the momentum, heat and mass transfer in the problems of the oil and gas industry are discussed. The authors recommend in practice of designing equipment the conclusions on the peculiarities of properties changes in mixtures that are complex in structure and intensity of heat and mass transfer mechanisms during separation, violating the triple analogy in non-isothermal homogeneous and heterogeneous media.

Key works:

Transport coefficients, multicomponent system, hydrocarbons, separation, modeling.

REFERENCES

1. Kharlamov S.N., Kim V.Yu., Silvestrov S.I., Alginov R.A., Pavlov S.A. Prospects of RANS Models With Multiparameter Effects at Simulation of Complex Non-isothermal Flows of Viscous Media in Devices with Any Configuration of Surface. *Proceedings of the 6th International Forum on Strategic Technology*. Harbin, China, August 22–24, 2011. Vol. 2, pp. 787–791.
2. Kharlamov S.N., Silvestrov S.I., Zaykovskiy V.V., Nikolaev E.V. O problemakh matematicheskogo modelirovaniya protsessov perenosu impulsa, tepla i massy v uglevodorodnykh vyazkikh sredakh v usloviyakh slozhnogo dvizheniya i teplomassopere-nosa v truboprovodakh [On the problems of mathematical modeling of momentum, heat and mass transfer in viscous hydrocarbon media under conditions of complex motion and heat and mass transfer in pipelines]. *Vestnik Rossiyskoy Akademii estestvennykh nauk. Zapadno-Sibirskoe otделение*, 2017, no. 20, pp. 67–89.
3. Nikolayev E.V., Kharlamov S.N. Research of multicomponent hydrocarbon systems separation in modes of functioning of oil preliminary preparation equipment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no 7, pp. 84–99. In Rus.
4. Wilke C.R. A Viscosity Equation for Gas Mixtures. *The Journal of Chemical Physics*, 1950, vol. 18, pp. 517–519.
5. Mason E.A., Saxena S.C. Approximate Formula for the Thermal Conductivity of Gas Mixtures. *The Physics of Fluids*, 1958, vol. 1, pp. 361–369.
6. Lunev V.V. New phenomenological model of multicomponent gas diffusion. *Fluid Dynamics*, 2017, vol. 52, pp. 454–462.
7. Nezovitina M.A. *Issledovanie zavisimosti koeffitsientov vzaim-noy diffuzii uglevodorodnykh gazov ot davleniya pri razlichnykh temperaturakh*. Dis. kand. nauk [Research of dependence of the mutual diffusion coefficients of hydrocarbon gases on pressure at various temperatures. Cand. Diss.]. Smolensk, 2011. 189 p.
8. Zangi P., Rausch M.H., Fröba A.P. Binary Diffusion Coefficients for Gas Mixtures of Propane with Methane and Carbon Dioxide Measured in a Loschmidt Cell Combined with Holographic Interferometry. *International Journal of Thermophysics*, 2019, vol. 40:18, pp. 1–17.
9. Tirskiy G.A. Opredelenie effektivnykh koeffitsientov diffuzii v laminarnom mnogokomponentnom pogranichnom sloe [Determination of effective diffusion coefficients in a laminar multicomponent boundary layer]. *Doklady akademii nauk*, 1964, vol. 155, no. 6, pp. 1278–1281.
10. Wilke C.R. Diffusional properties of multicomponent gases. *Chemical Engineering Progress*, 1950, vol. 46, pp. 95–104.
11. Lykov A.V., Mikhaylov Yu.A. *Teoriya teplo- i massopere-nosa* [Theory of heat and mass transfer]. Moscow, Energiizdat Publ., 1963. 563 p.
12. Sharfarec B.P. An Overview of the Theory of Transport Phenomena and Surface Phenomena in Relation to the Solution of Some Problems of Analytical Instrumentation. *Nauchnoe priborostroye-nie*, 2015, vol. 25, no. 3, pp. 45–64. In Rus.

13. HYSYS. 2004. Simulation Basis. Available at: <https://sites.ualberta.ca/CMENG/che312/F06ChE416/HsysDocs/AspenHYSYSimulationBasis.pdf> (accessed 07 July 2019).
14. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 1976, vol. 15, pp. 59–64.
15. Nikolayev E.V., Kharlamov S.N. Features of multicomponent hydrocarbon media separation in operating modes of oil preparation apparatus. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 3, pp. 69–76. In Rus.
16. Hirshfelder J.O., Curtis C.F., Bird R.B. *Molecular Theory of Gases and Liquids*. New York, John Wiley and Sons, 1954. 1219 p.
17. Vargaftik N.B. *Spravochnik po teplofizicheskim svoystvam gazov i zhidkostey* [Directory of thermal and physical properties of gases]. Moscow, Nauka Publ., 1972. 720 p.
18. Abiev P.Sh., Bibik E.E., Vlasov E.A., Ermakov B.S. *Novy spravochnik khimika i tekhnologa. Elektrodneye protsessy. Khimicheskaya kinetika i diffuziya. Kolloidnaya khimiya* [New directory of chemist and technologist. Electrode processes. Chemical kinetics and diffusion. Colloid chemistry]. St.-Petersburg, Professional Publ., 2004. 838 p.
19. Lyubin E.A., Korshak A.A. Kriterial'nye uravneniya massootdachi pri operatsiyah s neftyami v vertikal'nyh cilindricheskikh rezervuarah [Criteria equations of mass transfer during operations with oils in vertical cylindrical tanks]. *Oil and Gas Business*, 2010, no 2, pp. 1–11. In Rus. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Lyubin/Lyubin_1.pdf/ (accessed 02 April 2019).
20. Ali M., Yan Ch., Sun Zh., Gu H., Wang J., Khurram M. Iodine removal efficiency in non-submerged and submerged self-priming venturi scrubber. *Nuclear engineering and technology*, 2013, vol. 45, no. 45, pp. 203–210.
21. Chen J., Yan L., Song W., Xu D. Effect of heat and mass transfer on the combustion stability in catalytic micro-combustors. *Applied Thermal Engineering*, 2018, vol. 131, pp. 750–765.
22. Carreon-Calderon B., Uribe-Vargas V. Thermomechanical Point of View of the Effect of Pressure and Free Volume on the Molecular Diffusion Coefficients. *Journal of Chemical and Engineering Data*, 2019, vol. 64, pp. 1956–1969.
23. Daniel A.B., Mohammad S.A., Miranda M.A., Aichele C.P. Absorption and desorption mass transfer rates as a function of pressure and mixing in a simple hydrocarbon system. *Chemical Engineering Research and Design*, 2019, vol. 144, pp. 209–215.

Received: 28 August 2019.

Information about the authors

Eugeny V. Nikolaev, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

Sergey N. Kharlamov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 66.067.55

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Селиванова Зоя Михайловна¹,
selivanova@mail.jesby.tstu.ru

Павлов Владимир Иванович¹,
vpavl@mail.ru

¹ Тамбовский государственный технический университет,
Россия, 392000, г. Тамбов, ул. Советская, 106.

Актуальность. В магистральных трубопроводах для транспортировки, а также в резервуарах для хранения нефти и газа применяются теплозащитные покрытия из различных материалов. Теплозащита данных объектов неизбежно интенсивно подвергается воздействию различных климатических факторов, а в некоторых случаях механическим воздействиям, что приводит к деградации ее свойств. Разработка интеллектуальной информационно-измерительной системы с реконфигурируемой структурой для оперативного контроля состояния теплоизоляционных материалов, позволяющей расширить функциональные возможности существующих аналоговых систем и обеспечить требуемую точность измерений, является важной и актуальной.

Цель: повысить точность определения коэффициента теплопроводности различных теплозащитных покрытий магистральных трубопроводов и резервуаров при их производстве и эксплуатации для предотвращения ухудшения свойств теплоизоляции под воздействием внешних влияющих факторов.

Объекты: теплозащитные покрытия магистральных трубопроводов и резервуаров, используемых при транспортировке и хранении нефти и газа.

Методы. Методологическую основу при решении поставленных задач проектирования интеллектуальной информационно-измерительной системы теплофизических свойств материалов составляют: теория измерительных систем, методы искусственного интеллекта, байесовский подход.

Результаты. Разработана концептуальная модель проектирования интеллектуальной информационно-измерительной системы теплофизических свойств теплоизоляционных покрытий магистральных трубопроводов для транспортировки нефти и газа и резервуаров при хранении. В рамках концептуальной модели разработана методика определения измерительной ситуации в процессе теплофизических измерений на основе предварительной идентификации свойств исследуемого материала с использованием байесовского подхода к обработке выходных сигналов первичных измерительных преобразователей и структурных компонентов измерительного канала системы. Разработана модель процесса реконфигурирования и соответствующая структура интеллектуальной информационно-измерительной системы теплофизических свойств теплоизоляционных покрытий с целью повышения точности определения коэффициента теплопроводности теплоизоляционных материалов. Относительная погрешность измерения коэффициента теплопроводности с применением предложенной системы составляет не более 5 %.

Ключевые слова:

Концептуальная модель проектирования, байесовский подход, модель процесса измерения, магистральный трубопровод, резервуар.

Введение

Применение теплоизоляции трубопроводов необходимо в зимний период для перекачки высокопарафинистой и вязкой нефти, исключения конденсата, сокращения теплопотерь, уменьшения осадки трубопроводов, которые прокладываются в пучинистых грунтах при транспортировке охлажденных газов, для защиты окружающей среды от теплового воздействия трубопроводов. Для теплоизоляции трубопроводов используются следующие материалы: минеральные ваты, маты из стеклянного волокна, пенопласты, рубероиды, пенобетоны, пенополиуретаны и др. с теплопроводностью от 0,02 до 0,2 Вт/мК [1]. При выборе тепловой изоляции, а также в процессе эксплуатации трубопроводов необходимо контролировать теплофизические свойства (теплопроводность, температуропроводность и теплоемкость) применяемых теплоизоляционных материалов, так как на теплозащитное покрытие оказывают негативное влияние внешние дестабилизирующие факторы.

В качестве измерительных средств указанных параметров теплофизических свойств (ТФС) широко применяются информационно-измерительные системы (ИИС). Однако, как показывает практика их применения, ИИС имеют ряд существенных недостатков: отсутствие требуемой точности измерений при воздействии влияющих факторов, а также возможности выбора метода контроля и адаптации в условиях неопределенности к измерительной ситуации [2]. Для повышения эффективности ИИС предлагается их интеллектуализация в результате использования методов искусственного интеллекта для проектирования интеллектуальных ИИС (ИИИС), которые позволяют выполнять интеллектуальные процедуры принятия решений по выбору математической модели ИМ, метода определения ТФС материалов в соответствии с моделью процесса измерения, оптимальных режимных параметров измерений, т. е. формированию измерительной ситуации в соответствии с классом исследуемых материалов (ИМ) по теплопроводности и

допустимой относительной погрешностью измерений не более 5 % [3–5].

Постановка задач проектирования ИИИС ТФС материалов. При проектировании эффективных ИИИС ТФС исследуемых материалов необходимо решить следующие задачи: разработать концептуальную модель проектирования ИИИС ТФС материалов с реконфигурируемой структурой; разработать модель процесса реконфигурирования структуры ИИИС ТФС материалов; решить задачу идентификации свойств исследуемого материала на основании байесовского подхода к обработке выходных сигналов первичных измерительных преобразователей (измерительных датчиков) и других структурных компонентов измерительного канала ИИИС (усилителя и аналого-цифрового преобразователя) для последующей идентификации и формирования измерительной ситуации; разработать модель процесса измерения в ИИИС ТФС материалов; создать структурную схему ИИИС ТФС материалов, реконфигурируемую в зависимости от результатов идентификации измерительной ситуации [6, 7].

Разработанная концептуальная модель проектирования ИИИС ТФС материалов (рис. 1) включает основные компоненты, которые содержат информацию о предметной области, задачах и стратегиях создания ИИИС ТФС материалов, математических моделях, ограничениях, измерительных ситуациях, а также проблемах и рисках при проектировании системы. Созданная концептуальная модель отражает системные свойства [8]; преобразование структурных компонентов системы согласно из-

мерительной ситуации; применение средств автоматизации, типизация технических характеристик и структуры при проектировании системы. В соответствии с концептуальной моделью основными рисками в процессе проектирования ИИИС ТФС материалов являются: определение параметров ТФС теплоизоляционных материалов и оценка относительной погрешности измерений выполняется только при создании опытного образца и проведении его экспериментальных исследований; при несоответствии погрешности результатов измерения ИИИС заданным в техническом задании на проектирование системы (не более 5 %) необходимо дополнительное финансовое вложение на доработку ИИИС.

Концептуальная модель отличается возможностью использования её для различных предметных областей применения ИИИС; адаптации структуры системы к различным измерительным ситуациям, которые включают математические модели исследуемых материалов, методы контроля ТФС материалов, режимные параметры проведения теплофизических измерений. Концептуальная модель позволяет разработать информационную и функциональную модели ИИИС, базу знаний и данных, принимать решения для реконфигурирования структурных компонентов ИИИС.

Создана модель процесса реконфигурирования структуры ИИИС ТФС материалов. Системный подход и теория графов [9, 10] позволяют представить в виде графа математическую модель процесса реконфигурирования структуры ИИИС (рис. 2).

Реконфигурирование типовой структуры ИИИС ТФС материалов осуществляется в зависимо-



Рис. 1. Концептуальная модель проектирования ИИИС ТФС материалов с реконфигурируемой структурой

Fig. 1. Conceptual model of design of intellectual information-measuring system of thermophysical properties of materials with reconfigurable structure

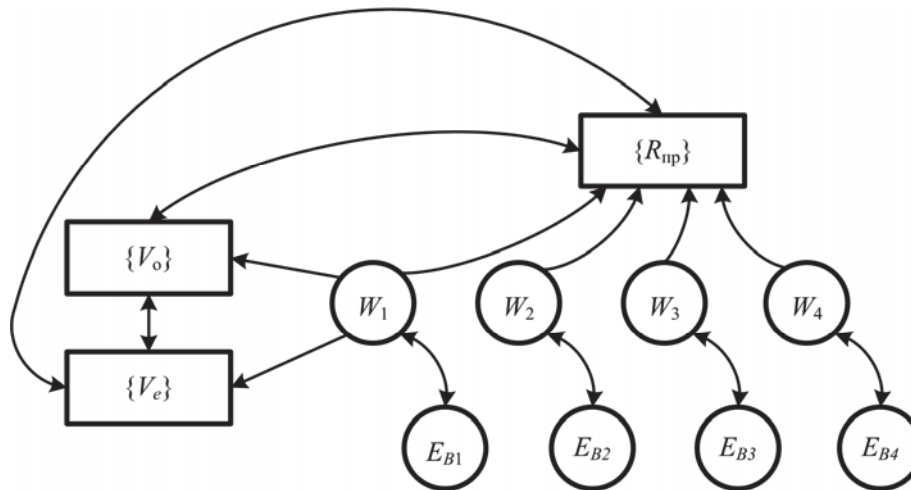


Рис. 2. Модель процесса реконфигурирования структуры ИИИС ТФС материалов

Fig. 2. Model of reconfiguring the structure of IIIS TFS of materials

сти от результатов идентификации измерительной ситуации с использованием модели процесса реконфигурирования структуры ИИИС ТФС материалов, отражающей процесс преобразования структуры ИИИС, и созданных продукционных правил. Соответствующие модели различных структур ИИИС ТФС материалов отображают вершины графа E_{Bi} , $i = 1, \dots, 3$. На рис. 2 обозначены модели различных структур ИИИС: типовой – E_{B1} ; для определения ТФС материалов с низкой теплопроводностью – E_{B2} , $\lambda = [(0,03 \dots 0,06) \text{ Вт/мК}]$; для определения ТФС материалов со средней теплопроводностью – E_{B3} , $\lambda = [(0,061 \dots 0,115) \text{ Вт/мК}]$; для определения ТФС материалов с высокой теплопроводностью – E_{B4} , $\lambda = [(0,116 \dots 0,2) \text{ Вт/мК}]$.

Модель процедуры изменения конфигурации структуры системы в соответствии с идентификацией измерительной ситуации отображает оператор преобразования моделей структуры ИИИС W , $i = 1, \dots, 4$.

Оператор W – приведен в виде кортежа: $\bar{W} = \langle V_o, V_e, Z_{\text{кон}} \rangle$, где представлены следующие множества: $V_o = \{V_b^o, b = 1, \dots, e_o\}$ – множество модулей обеспечения при реконфигурировании структуры системы: математического $V_{\text{моб}i}$, программного $V_{\text{поб}i}$, и метрологического $V_{\text{мет.Об}i}$; $V_e = \{V_b^e, b = 1, \dots, e_b\}$ – множество структурных модулей ИИИС, в которые входят различные структурные компоненты системы: базы данных и знаний, микроконтроллеры, интеллектуальные измерительные датчики и др.; $Z_{\text{кон}}$ – алгоритм реконфигурирования структуры ИИИС ТФС материалов с использованием созданных продукционных правил: $R_{\text{пр}} = \{R_{\text{пр}1}, \dots, R_{\text{пр}4}\}$.

Реконфигурирование структуры ИИИС выполняется с помощью оператора W – и созданных продукционных правил $R_{\text{пр}1}, \dots, R_{\text{пр}4}$. Модель E_{B1} и правило $R_{\text{пр}1}$ формируют типовую структуру системы; применение правила $R_{\text{пр}2}$ позволяет определить структуру системы в соответствии с моделью E_{B2} ; модель E_{B3} используется для создания структуры

ИИИС на основе правила $R_{\text{пр}3}$; модель E_{B4} позволяет формировать структуру системы с использованием правила $R_{\text{пр}4}$. Согласно алгоритму реконфигурирования ИИИС ТФС материалов и созданным продукционным правилам, преобразование моделей структуры E_{Bi} , $i = 1, \dots, 4$ с использованием операторов выполняется следующим образом:

$$\bar{W}_1 \rightarrow Z_{\text{кон}1} \rightarrow \{R_{\text{пр}1}\}; \bar{W}_2 \rightarrow Z_{\text{кон}2} \rightarrow \{R_{\text{пр}2}\};$$

$$\bar{W}_3 \rightarrow Z_{\text{кон}3} \rightarrow \{R_{\text{пр}3}\}; \bar{W}_4 \rightarrow Z_{\text{кон}4} \rightarrow \{R_{\text{пр}4}\}.$$

Методика идентификации измерительной ситуации.

Определение измерительной ситуации проводится путем предварительной идентификации свойств исследуемого материала на основании байесовского подхода к обработке выходных сигналов структурных компонентов измерительного канала (ИК) ИИИС – первичных измерительных преобразователей – измерительных датчиков (ИД), усилителя (У) и аналого-цифрового преобразователя (АЦП) [11–14]. Сущность подхода заключается в назначении L возможных диапазонов значений по (для) каждому j -му контролируемому свойству ИМ, вычислении вероятностей нахождения контролируемых свойств в выделенных диапазонах на основе выходных сигналов ИК ИИИС и идентификации по критерию максимума апостериорной вероятности исследуемых свойств.

Модель процесса измерения в ИИИС ТФС материалов имеет вид [15]:

$$Z_k = C_k X_k + N_k \zeta_k, \quad k = \overline{1, K}, \quad (1)$$

где Z_k – вектор измерений, компоненты которого соответствуют контролируемым свойствам ИМ; X_k – вектор контролируемых свойств; C_k – матрица наблюдений; N_k – заданная матрица, соответствующая точностным характеристикам ИК ИИИС; ζ_k – вектор шумов измерения; k – текущее измерение; K – количество измерений в серии. Алгоритм вычисления вероятностей нахождения кон-

тролируемых свойств ИМ в выделенных диапазонах, разработанный по аналогии с [16, 17], будет следующий:

$$\hat{p}_k(l) = \frac{\tilde{p}_k(l) \exp[-0.5h_k(l)]}{\sum_L \tilde{p}_k(l) \exp[-0.5h_k(l)]}, \quad l = \overline{1, L}; \quad (2)$$

$$\tilde{p}_k(l) = \sum_L q(l_k / l_{k-1}) \hat{p}_{k-1}(l), \quad l = \overline{1, L}, \quad k = \overline{1, K}; \quad (3)$$

$$h_k(l) = \sum_{j=1}^J h_j^{(l)}(x_j); \quad (4)$$

$$h_j^{(l)}(x_j) = \frac{(\hat{x}_j - m_j(l))^2}{\hat{D}_{xj}}, \quad j = \overline{1, J}, \quad (5)$$

где $\hat{p}_k(l)$, $\tilde{p}_k(l)$ – соответственно апостериорная и прогнозируемая вероятности нахождения контролируемого свойства в l -м диапазоне при k -м измерении; L – количество диапазонов разбиения свойств ИМ; $q(l_k/l_{k-1})$ – коэффициент прогнозирования числового значения контролируемого свойства ИМ; $\hat{p}_{k-1}(l)$ – апостериорная вероятность нахождения контролируемого свойства в l -м диапазоне при предыдущем $k-1$ -м измерении. Если есть дополнительная информация для прогнозирования, то $q(l_k/l_{k-1}) \neq 1$, но в общем случае, как правило, такой информации нет, поэтому $q(l_k/l_{k-1}) = 1$; \hat{x}_j , $m_j(l)$, \hat{D}_{xj} – соответственно оценка (знак оценки – «^» над соответствующим символом) измеренного значения j -го свойства, среднее значение l -го диапазона, оценка дисперсии выходного сигнала ИК j -го свойства ИМ; J – количество контролируемых свойств исследуемых материалов.

Предварительная идентификация контролируемого свойства выполняется по критерию максимума апостериорной вероятности по результатам серии из K измерений

$$\hat{l}_K = \arg \max \hat{p}_K(l). \quad (6)$$

Алгоритм (2)–(6) совместно с известными алгоритмами калмановской фильтрации для оценивания выходных измерительных сигналов ИК ИИИС [18–20] может использоваться в качестве базового при предварительной идентификации контролируемых свойств известных ИМ. В случае отсутствия каких-либо сведений об ИМ для повышения достоверности «первичных» измерений матрицу наблюдений в модели (1) целесообразно формировать по методологии управляемого эксперимента [21]. В соответствии с этой методологией осуществляется выбор программы (режима) измерений, состава контролируемых свойств, положения (траектории движения) измерительных датчиков. Тогда в модели (1) матрица C_k будет зависеть от состава контролируемых свойств и условий их измерения, т. е. приобретает вид $C_k(\mu_k, \gamma_k)$, где μ_k – матрица состава контролируемых свойств, γ_k – вектор управления процессом измерения. Множество возможных программ управления процессом измере-

ния Γ_k и количество J контролируемых свойств ИМ – исходные заданные параметры [22].

При выборе программы измерений, связанной с определением моментов времени для измерения, параметры γ_k и μ_k – скалярные. Множество Γ_k состоит из двух элементов: $\Gamma_k = \{0, 1\}$, при этом $\gamma_k = 1$, если измерение производится; $\gamma_k = 0$, если измерение отсутствует. Тогда матрица состава контролируемых свойств примет вид $C_k(\mu_k, \gamma_k) = \gamma_k C_k$. При выборе состава контролируемых свойств формально $\mu_k = \gamma_k$, а матрица наблюдений приобретает вид $C_k(\mu_k, \gamma_k) = \mu_k C_k$.

При выборе положения измерительных датчиков в качестве дополнительной выступает процедура оптимизации их расположения в соответствии с критерием минимума средних потерь $\min I(\hat{X}_k)$, обеспечивающего повышение качества оценивания свойств ИМ:

$$I(\hat{X}_k) = M[\Psi(X_k, \hat{X}_k)] = \int_{-\infty}^{\infty} \Psi(X_k, \hat{X}_k) \hat{p}_k(X) dX; \quad (7)$$

$$\Psi(X_k, \hat{X}_k) = \sum_{j=1}^J [X_{jk} - \hat{X}_{jk}]^2, \quad (8)$$

где $M[\bullet]$ – операция математического ожидания; $\hat{p}_k(X)$ – апостериорная плотность вероятности вектора контролируемых свойств; $\Psi(X_k, \hat{X}_k)$ – квадратичная функция потерь, определяемая в соответствии с (8). Расположение измерительных датчиков будет наилучшим при достижении минимума критерия (7).

С использованием концептуальной модели проектирования ИИИС и модели процесса реконфигурирования структуры системы, приведённых на рис. 1, 2, структурной схемы модулей реконфигурирования ИИИС (рис. 3), создана *структурная схема ИИИС ТФС материалов*, представленная на рис. 4.

В соответствии с классом исследуемых теплоизоляционных материалов, отличающихся по теплопроводности, разработанная ИИИС на основе базовой структуры путем её реконфигурирования позволяет создать новую структуру. В ИИИС применяются методы искусственного интеллекта (распознавания образов при классификации теплоизоляционных материалов) при выборе метода определения теплофизических свойств теплоизоляционных материалов с адаптацией к классу исследуемых материалов, что позволяет повысить точность результатов измерения. В состав математического обеспечения системы входят ряд созданных математических моделей, применяемых в ИИИС: модель предметной области $E_{по}$, модель ИИИС $E_{иис}$ и принятия решений $E_{п}$. На этапе разработки математического обеспечения для рассматриваемой предметной области (контроль ТФС материалов) применяются методы искусственного интеллекта для представления знаний (фреймы, нечеткие множества), принятия решений в системе (выбор метода определения ТФС материалов, распознавание образов) и решения задач оптими-

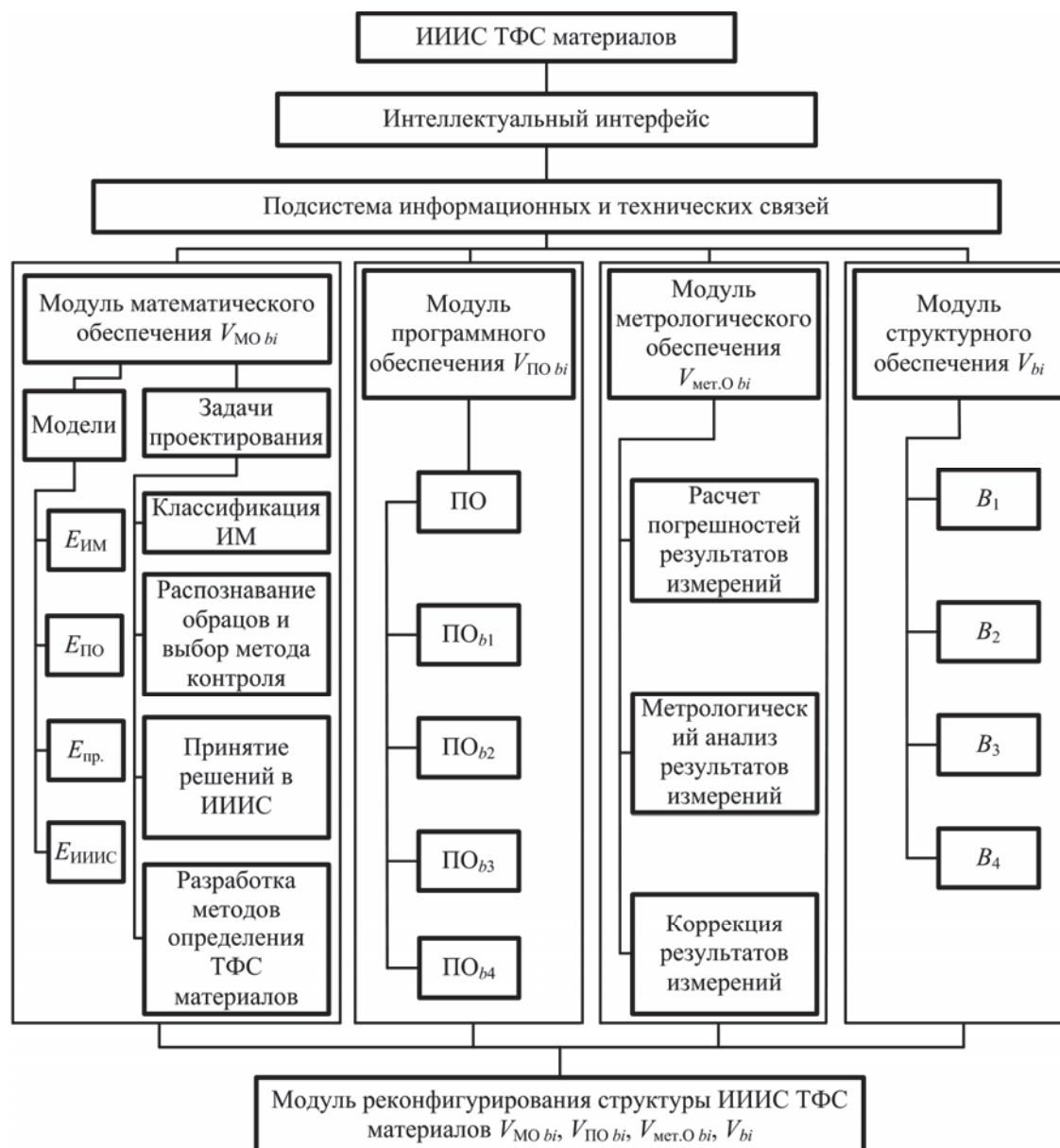


Рис. 3. Структурная схема модулей реконфигурирования ИИИС ТФС материалов

Fig. 3. Block diagram of modules of reconfiguring the IIIS TFS materials

зации режимных параметров теплофизических измерений.

В ИИИС применяется метод определения ТФС материалов с элементами искусственного интеллекта. Метод заключается в снятии тестовой термограммы (температурно-временной зависимости) при помещении измерительного зонда ИИИС на исследуемое теплозащитное покрытие трубопровода или резервуара и осуществлении сформированного теплового воздействия заданной мощности на его поверхность одним из видов нагревателя измерительного зонда. Тестовая термограмма позволяет оценить теплопроводность материала покрытия предварительно. На основе полученных расчетно-экспериментальных температурных зависимостей

определяют оптимальные режимные параметры для проведения теплофизических измерений в зависимости от класса теплоизоляционного материала по теплопроводности и последующего расчёта параметров ТФС материалов.

Полученная измерительная информация обрабатывается с использованием разработанной информационно-измерительной системы, а также формируется информация в базах знаний и данных, реализуется интеллектуальный интерфейс и алгоритм функционирования ИИИС. В ИИИС осуществляется идентификация измерительной ситуации, по результатам которой выбирается метод определения теплофизических свойств теплозащитных

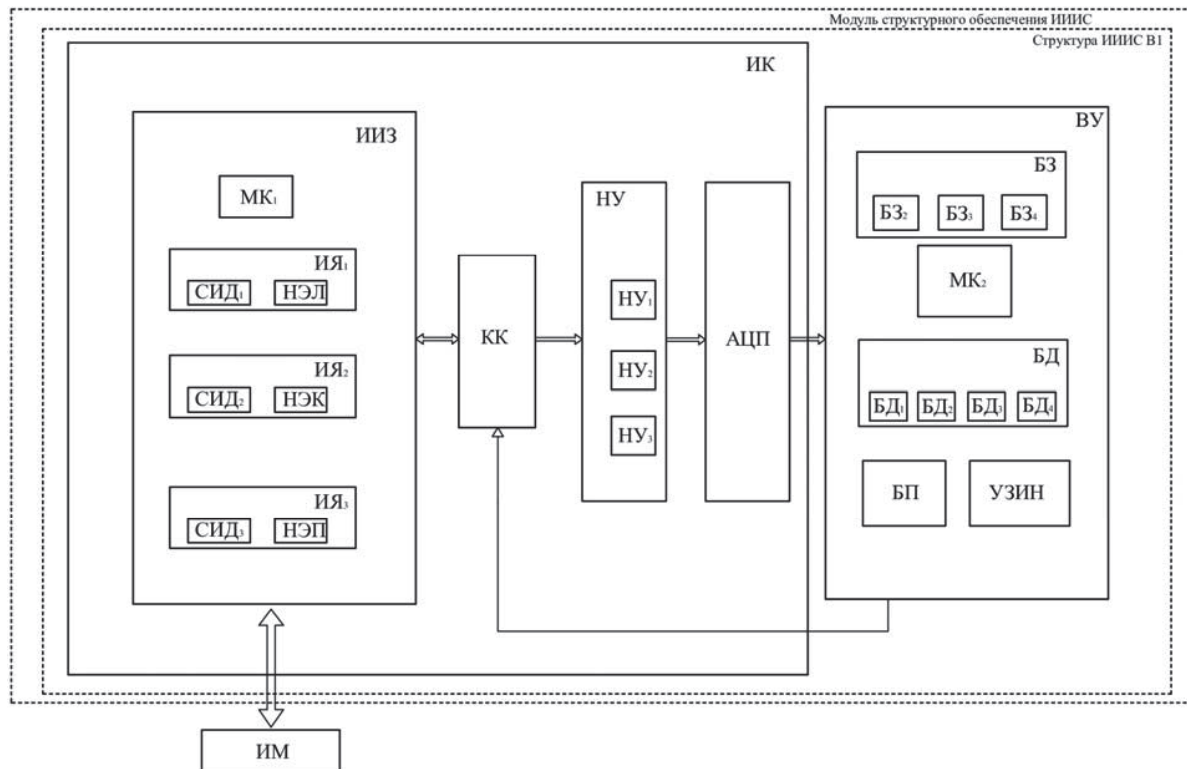


Рис. 4. Структурная схема ИИИС ТФС материалов с реконфигурируемой структурой

Fig. 4. Block diagram of the IIIS TFS of materials with reconfigurable structure

покрытий и оптимальные режимные параметры при проведении теплофизических измерений для повышения метрологического уровня ИИИС. Программа создана с использованием языка программирования C⁺, структура ИИИС ТФС материалов разработана на базе PIC микроконтроллеров фирмы MICROCHIP.

Определение погрешностей и метрологический анализ результатов измерений параметров ТФС материалов, повышение метрологического уровня ИИИС ТФС материалов с использованием автоматической коррекции результатов полученных экспериментальных данных осуществляется с помощью разработанного метрологического обеспечения ИИИС. В базе знаний системы содержатся необходимые данные для того, чтобы провести проверку и испытания созданной системы, а также информация о способах оценки результатов работы ИИИС ТФС материалов – применение критерия Демпстера–Шафера; математических зависимостей для определения погрешностей измерения и их характеристик [23, 24].

Для реконфигурирования структуры ИИИС модуль структурного обеспечения V_{bi} содержит: интеллектуальный измерительный зонд (ИИЗ), в который входят измерительные ячейки ИЯ₁, ИЯ₂, ИЯ₃ с системой измерительных датчиков СИД₁, СИД₂, СИД₃ (хромель-копелевых термопар) и нагревательные элементы (линейный НЭЛ, круглый НЭК и плоский НЭП, т. е. соответствующей кон-

фигурации в зависимости от класса теплопроводности ИМ для формирования различной мощности теплового воздействия на ИМ при проведении теплофизических измерений), микроконтроллер МК₁ в составе измерительного канала (ИК) с коммутатором КК для подключения ИЯ₁, ИЯ₂, ИЯ₃, нормирующими усилителями НУ₁, НУ₂, НУ₃ с различными диапазонами усиления и аналого-цифровым преобразователем (АЦП); вычислительное устройство (ВУ), включающее: блок питания (БП), с выхода которого поступают напряжения U_1 , U_2 , U_3 при создании структур B_2, \dots, B_4 ; УЗИН – устройство задания импульсов нагрева, использующееся при формировании структур B_2, \dots, B_4 ; базы знаний БЗ₂–БЗ₄, базы данных БД₁–БД₄, информация которых используется при создании структур B_1, \dots, B_4 .

Структура ИИИС должна быть многофункциональной и универсальной, реализующей в автоматизированном режиме алгоритм функционирования системы и принятия решений в условиях неопределённости, применение методов искусственного интеллекта при формировании базы знаний ИИИС, распознавания образов (класса исследуемых материалов). Данные свойства системы реализуются на основе использования модулей B_2 , B_3 , B_4 , при этом применяются интеллектуальные процедуры реконфигурирования модульной типовой структуры B_1 ИИИС согласно правилам R_{np1}, \dots, R_{np4} . Структура B_1 включает измерительный канал, в состав которого входит интеллектуальный измери-

тельный зонд, включающий измерительные ячейки ИЯ₁, ИЯ₂, ИЯ₃ при формировании, соответственно, структур B_2 , B_3 , B_4 ; вычислительное устройство с микроконтроллером МК₂, а также базы данных и знаний, в которые записана следующая информация: математические модели используемых теплоизоляционных материалов, алгоритмы реализации методов измерения параметров теплофизических свойств теплозащитных покрытий трубопроводов, измерительные процедуры, сведения о предметной области исследования, измерительных ситуациях, аппроксимирующие математические зависимости результатов измерения от воздействующих дестабилизирующих факторов.

Таблица. Относительная погрешность определения коэффициента теплопроводности теплозащитных покрытий трубопровода (резервуара)

Table. Relative error in determining heat conductivity coefficient of heat-shielding coverings of the pipeline (tank)

Теплозащитные покрытия трубопровода Heat-shielding coverings of pipeline	Справочные данные Help data	Измеренные данные Measured data	Относительная погрешность измерения Relative measurement error
	λ , Вт/(мК) W/(mK)	λ , Вт/(мК) W/(mK)	δ , %
Пенополиуретан Polyurethane foam	0,029	0,030	3,45
Минеральная вата Mineral wool	0,040	0,0415	3,75
Маты из стекловолокна Mats from fiber glasses	0,050	0,052	4,00
Жесткая минераловатная плита на битумном связующем Rigid mineral-cotton plate on bituminous binding	0,070	0,073	4,29
Рубероид Roofing material	0,170	0,178	4,70
Пенобетон Foam concrete	0,210	0,220	4,76

Синтез структуры ИИИС выполняется в зависимости от результатов идентификации измери-

тельной ситуации с использованием модели процесса реконфигурирования структуры ИИИС ТФС материалов (рис. 2).

Проведены экспериментальные исследования созданной ИИИС ТФС материалов, результаты которых приведены в таблице.

Как показывают данные экспериментальных исследований интеллектуальной информационно-измерительной системы ТФС теплоизоляционных материалов, относительная погрешность результатов измерения коэффициента теплопроводности теплозащитных покрытий с применением разработанной ИИИС составляет не более 5 %.

Заключение

Предложена концептуальная модель проектирования интеллектуальной информационно-измерительной системы теплофизических свойств теплозащитных покрытий магистральных трубопроводов и резервуаров для транспортировки и хранения нефти и газа, методика идентификации измерительной ситуации и модель реконфигурирования структуры ИИИС в результате реализации интеллектуальной процедуры преобразования модулей структурного, математического, метрологического и программного обеспечения для повышения точности определяемого параметра ТФС исследуемых материалов в ИИИС коэффициента теплопроводности.

Полученные результаты рекомендуется использовать при создании ИИИС определения ТФС теплоизоляционных материалов в диапазоне теплопроводности от 0,02 до 0,2 Вт/мК.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (государственное задание, проект «Интеллектуальная информационно-измерительная и управляющая система оперативного контроля теплофизических характеристик теплоизоляционных материалов, применяемых в условиях Арктики. Разработка теоретических основ, методологии построения интеллектуальных информационно-измерительных и управляющих систем»).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Р 536–84. Рекомендации по проектированию теплоизоляционных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству и эксплуатации трубопроводов, объектов ТЭК – инжиниринговая нефтегазовая компания, 1985. – 54 с.
2. Selivanova Z.M., Khoan T.A. A Systematic Method of Improving the Accuracy of an Information and Measuring System for Determining the Thermophysical Properties of Materials Under the Effect of Destabilizing Factors // Measurement Techniques. – 2017. – V. 60. – Iss. 5, August. – P. 473–480.
3. Стасенко К.С., Селиванова З.М. Интеллектуальная информационно-измерительная система мониторинга режимных параметров технологического процесса производства минеральных ват // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2013. – Т. 19. – № 1. – С. 52–60.
4. Belyaev V.P., Mischenko S.V., Belyaev P.S. Determination of the Diffusion Coefficient in Nondestructive Testing of Thin Articles of Anisotropic Porous Materials // Measurement Techniques. – 2017. – V. 60. – Iss. 4, 1 July. – P. 392–398.
5. Maglic D.K. Stationary methods for the measurement of thermophysical properties // High Pressures. – 1979. – V. 11. – № 11. – P. 1–8.
6. The development of the data transfer protocol in the intelligent control systems of the energy carrier parameters / I.S. Karavaev, V.I. Selivantsev, Y.I. Shtern, M.Y. Shtern // Proceedings of the IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, ElConRus. – Saint Petersburg, January 29–31, 2018. – P. 1305–1308.
7. Development of the method of software temperature compensation for wireless temperature measuring electronic instruments / Y.I. Shtern, I.S. Karavaev, M.Y. Shtern, M.S. Rogachev // International Journal of Control Theory and Applications. – 2016. – № 9. – P. 139–146.
8. Советов Б.Я., Яковлев С.А. Моделирование систем. – М.: Высш. шк., 2005. – 343 с.

9. Ахремчик О.Л. Информационная база для автоматизированного проектирования схем систем управления технологическими объектами // Информационные технологии. – 2009. – № 8. – С. 17–21.
10. Уилсон Р. Введение в теорию графов. – М.: Мир, 1977. – 208 с.
11. Овчаренко В.Н. Планирование идентифицирующих входных сигналов в линейных динамических системах // Автоматика и телемеханика. – 2001. – № 2. – С. 75–87.
12. Сейдж Э.П., Мелса Дж.Л. Идентификация систем управления. – М.: Наука, 1974. – 248 с.
13. Lindquist A., Picci G. On «Subspace Methods» Identification and Stochastic Model reduction // Proc. of SYSID'94. – Copenhagen, Denmark, 4–6 July, 1994. – V. 2. – P. 397–404.
14. Ljung L. Issues in System Identification // IEEE Control Systems. – 1991. – V. 11. – № 1. – P. 25–29.
15. Аксенова Т.В., Павлов В.И., Аксенов В.В. Алгоритмическое обеспечение информационно-измерительной системы мониторинга технического состояния трубопроводов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2015. – № 8. – С. 39–42.
16. Павлов В.И., Аксенова Т.В., Аксенов В.В. Эффективность информационной поддержки оператора при управлении объектом энергетики // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 3. – С. 70–76.
17. Распознавание состояния информационно-измерительной системы при неточных измерениях вектора ее фазовых координат / Г.Г. Себряков, С.М. Мужичек, А.А. Скрынников, В.И. Павлов, О.В. Ермолин // Вестник компьютерных и информационных технологий. – 2016. – № 11. – С. 15–19.
18. Zhang Q. Adaptive Kalman filter for actuator fault diagnosis // Automatica. – 2018. – V. 93, 1 July. – P. 333–342.
19. Sensitivity Analysis of Extended and Unscented Kalman Filters for Attitude Estimation / M. Rhudy, Y. Gu, J. Gross, S. Gururajan, M. Napolitano // AIAA Journal of Aerospace Information Systems. – 2013. – V. 10. – № 3. – P. 131–143.
20. Wan E., Van der Merwe R. The Unscented Kalman Filter. Ch. 7 // Kalman Filtering and Neural Networks. – New York, Wiley, 2002. – P. 221–282.
21. Малышев В.В., Красильщиков М.Н., Карлов В.И. Оптимизация наблюдения и управления летательных аппаратов. – М.: Машиностроение, 1989. – 312 с.
22. Airborne data measurement system errors reduction through state estimation and control optimization / G.G. Sebryakov, S.M. Muzhichek, V.I. Pavlov, O.V. Ermolin, A.A. Skrinnikov // 2018 Workshop on Materials and Engineering in Aeronautics (MEA2018). – Moscow, Moscow Technological Institute. Publ., 2018. – P. 1–5.
23. Optimal design for the room temperature control and household heat metering system. Advanced Materials Research / M. Fu, Y.J. Zhang, J.D. Ye, J.Y. Jiang, F. Zhang // 2nd International Conference on Energy and Environmental Protection, ICEEP 2013. – Guilin, China, 19–21 April 2013. – V. 724–725. – P. 969–975.
24. Design and implementation of wireless monitoring network for temperature-humidity measurement / W. Guan, C. Wang, Y. Cai, H. Zhang // Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing. – February 2016. – V № 7 (1). – P. 131–138.

Поступила 14.02.2019 г.

Информация об авторах

Селиванова З.М., доктор технических наук, профессор кафедры конструирования радиоэлектронных и микропроцессорных систем Тамбовского государственного технического университета.

Павлов В.И., доктор технических наук, профессор кафедры конструирования радиоэлектронных и микропроцессорных систем Тамбовского государственного технического университета.

UDC 66.067.55

INTELLIGENT INFORMATION-MEASURING SYSTEM OF THERMOPHYSICAL PROPERTIES OF THERMAL INSULATION COATINGS OF TRUNK PIPELINES

Zoya M. Selivanova¹,
selivanova@mail.jesby.tstu.ru

Vladimir I. Pavlov¹,
vpavl@mail.ru

¹ Tambov State Technical University,
106, Sovetskaya street, Tambov, 392000, Russia.

Relevance of the research. In the main pipelines for transportation as well as in tanks for oil and gas storage the heat-shielding coverings from various materials are applied. The heat-shielding of these objects is inevitably intensively affected by various climatic factors, and in certain cases by mechanical influence that leads to degradation of its properties. Development of intellectual information and measuring system with reconfigurable structure for operating control of heat-insulating materials condition, which allows expanding the functionality of the existing similar systems and providing the required accuracy of measurements, is important and relevant.

The aim of the research is to increase the accuracy in determining the coefficient of heat conductivity of various heat-shielding coverings of the main pipelines and tanks by their production and operation for prevention of deterioration in properties of thermal insulation under the influence of the external influencing factors.

Objects: heat-shielding coverings of the main pipelines and tanks used in oil and gas transporting and storage.

Methods. The methodological basis at solution of objectives of design of intellectual information and measuring system of heatphysical properties of materials consists in: theory of measuring systems, artificial intelligence methods, Bayesian approach.

Results. The authors have developed the conceptual model of designing the intellectual information and measuring system of heatphysical properties of heat-insulating coverings of the main pipelines for oil and gas transportation and tanks at storage. Within the conceptual model the authors developed the technique for defining a measuring situation in heatphysical measurements on the basis of preliminary identification of properties of the studied material using the Bayesian approach to processing the output signals of primary measuring converters and structural components of the measuring channel of system. The authors designed the model of reconfiguring and the relevant structure of intellectual information and measuring system of heatphysical properties of heat-insulating coverings to increase the accuracy of determination of coefficient of heat conductivity of heat-insulating materials. The relative error of measurement of coefficient of heat conductivity when using the offered system makes no more than 5 %.

Keywords:

Conceptual model of design, Bayesian approach, measurement model, main pipeline, tank.

This work was financially supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (state task, the project «Intelligent information-measuring and control system for the operational control of the thermophysical characteristics of heat-insulating materials used in the Arctic. Development of theoretical foundations, methodology for constructing intelligent information-measuring and control systems»).

REFERENCES

1. R 536–84. Rekomendatsii po proektirovaniyu teploizolyatsionnykh konstruktivnykh magistralnykh truboprovodov [P 536–84. Recommendations for the design of thermal insulation structures of main pipelines]. Moscow, All-Union Scientific Research Institute for the construction and operation of pipelines, fuel and energy facilities – engineering oil and gas company Publ., 1985. 54 p.
2. Selivanova Z.M., Khoan T.A. A Systematic Method of Improving the Accuracy of an Information and Measuring System for Determining the Thermophysical Properties of Materials under the Effect of Destabilizing Factors. *Measurement Techniques*, 2017, vol. 60, no. 5, pp. 437–480.
3. Stasenko K.S., Selivanova Z.M. Intelktualnaya informatsionno-izmeritel'naya sistema monitoringa rezhimnykh parametrov tekhnologicheskogo protsessa proizvodstva mineralnykh vat [Intelligent information-measuring system for monitoring the regime parameters of the technological process for the production of mineral wool]. *Bulletin of Tambov State Technical University*, 2013, vol. 19, no. 1, pp. 52–60.
4. Belyaev V.P., Mischenko S.V., Belyaev P.S. Determination of the Diffusion Coefficient in Nondestructive Testing of Thin Articles of Anisotropic Porous Materials. *Measurement Techniques*, 2017, vol. 60, no. 4, pp. 392–398. In Rus.
5. Maglic D.K. Stationary methods for the measurement of thermophysical properties. *High Pressures*, 1979, vol. 11, no. 11, pp. 1–8.
6. Karavaev I.S., Selivantsev V.I., Shtern Y.I., Shtern M.Y. The development of the data transfer protocol in the intelligent control systems of the energy carrier parameters. *Proc. of the IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering*. St. Petersburg, January, 29–31, 2018. pp. 1305–1308.
7. Shtern Y.I., Karavaev I.S., Shtern M.Y., Rogachev M.S. Development of the method of software temperature compensation for wireless temperature measuring electronic instruments. *International Journal of Control Theory and Applications*, 2016. vol. 9. pp. 139–146.
8. Sovetov B.Ya., Yakovlev S.A. *Modelirovanie sistem* [Modeling of Systems]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2005. 343 p.
9. Akhremchik O.L. *Informatsionnaya baza dlya avtomatizirovannogo proyektirovaniya skhem sistem upravleniya tekhnologicheskimi ob'ektami* [Information base for computer-aided design of schemes for control systems of technological objects]. Moscow, Information technologies Publ., 2009. No. 8, pp. 17–21.
10. Uilson R. *Vvedenie v teoriyu grafov* [Introduction to graph theory]. Moscow, Mir Publ., 1977. 208 p.

11. Ovcharenko V.N. *Planirovanie identifikatsionnykh vkhodnykh signalov v lineynykh dinamicheskikh sistemakh* [Planning of identifying input signals in linear dynamic systems]. Moscow, Avtomatika i telemekhanika Publ., 2001. No. 2, pp. 75–87.
12. Seydzh E. P., Melsa Dzh. L. *Identifikatsiya sistem upravleniya* [Identification of control systems]. Moscow, Nauka Publ., 1974. 248 p.
13. Lindquist A., Picci G. On «Subspace Methods» Identification and Stochastic Model reduction. *Proc. of SYSID '94*. Copenhagen, Denmark, 4–6 July, 1994. Vol. 2, pp. 397–404.
14. Ljung L. Issues in System Identification. *IEEE Control Systems*, 1991, vol. 11, no. 1, pp. 25–29.
15. Aksenova T.V., Pavlov V.I., Aksenov V.V. An Algorithm-Based Program of an Information and Measurement System for Monitoring the Technical State of Pipelines. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2015, vol. 51, Iss. 7–8, pp. 565–568. In Rus.
16. Pavlov V.I., Aksenova T.V., Aksenov V.V. Efficiency of information support of operator when controlling power engineering facilities. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 3, pp. 70–76. In Rus.
17. Sebyakov G.G., Muzhichek S.M., Skrinnikov A.A., Pavlov V.I., Ermolin O.V. Recognition of information-measuring systems states during inaccurate measurement of its phase coordinates vector. *Herald of computer and information technologies. Scientific, technical and production monthly journal*, 2016, no. 11, pp. 15–19. In Rus.
18. Zhang Q. Adaptive Kalman filter for actuator fault diagnosis. *Automatica*, July 2018, vol. 93, pp. 333–342.
19. Rhudy M., Gu Y., Gross J., Gururajan S., Napolitano M. Sensitivity Analysis of Extended and Unscented Kalman Filters for Attitude Estimation. *AIAA Journal of Aerospace Information Systems*, March 2013, vol. 10, no. 3, pp. 131–143.
20. Wan E., Van der Merwe R. The Unscented Kalman Filter. Ch. 7. *Kalman Filtering and Neural Networks*. New York, Wiley, 2002. pp. 221–282.
21. Malyshev V.V., Krasilshchikov M.N., Karlov V.I. *Optimizatsiya nablyudeniya i upravleniya letatelnykh apparatov* [Optimization of observation and control of aircrafts]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1989. 312 p.
22. Sebyakov G.G., Muzhichek S.M., Pavlov V.I., Ermolin O.V., Skrinnikov A.A. Airborne data measurement system errors reduction through state estimation and control optimization. *Workshop on Materials and Engineering in Aeronautics (MEA2018)*. Moscow, Moscow Technological Institute Publ., 2018. pp. 1–5.
23. Fu M., Zhang Y.J., Ye J.D., Jiang J.Y., Zhang F. Optimal design for the room temperature control and household heat metering system. *Advanced Materials Research. 2nd International Conference on Energy and Environmental Protection, ICEEP 2013*. Guilin, China, 19–21 April 2013. Vol. 724–725, pp. 969–975.
24. Guan W., Wang C., Cai Y., Zhang H. Design and implementation of wireless monitoring network for temperature-humidity measurement. *Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing*, February 2016, vol. 7, no. 1, pp. 131–138.

Received: 14 February 2019.

Information about the authors

Zoya M. Selivanova, Dr. Sc., professor, Tambov State Technical University.

Vladimir I. Pavlov, Dr. Sc., professor, Tambov State Technical University.

УДК 665.613.24:665.6.033.28

СОСТАВ И СТРУКТУРА СМОЛИСТЫХ КОМПОНЕНТОВ ЛЕГКОЙ И ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

Герасимова Наталья Николаевна¹,
dm@ipc.tsc.ru

Чешкова Татьяна Викторовна¹,
chvtv12@mail.ru

Голушкова Евгения Борисовна²,
egol74@mail.ru

Сагаченко Татьяна Анатольевна¹,
dissovet@ipc.tsc.ru

Мин Раиса Сергеевна¹,
lgosn@ipc.tsc.ru

¹ Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 4.

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность работы обусловлена отсутствием сравнительной характеристики состава и строения смол нефтей различной химической природы, так как особенности структуры смолистых компонентов оказывают существенное влияние на глубину их превращения в легкие углеводороды для производства светлых нефтепродуктов. Особое значение работы в этом направлении получили в последнее время из-за неуклонного роста в составе разведанных и извлекаемых запасов тяжелых высоковязких нефтей, которые отличаются от традиционных нефтей высоким содержанием высокомолекулярных гетероатомных соединений.

Цель: сравнительное изучение состава, структуры и особенностей строения основных структурных блоков молекул и химического состава азоторганических оснований смолистых компонентов легкой и тяжелых нефтей.

Методы: селективная химическая деструкция сульфидных и эфирных связей, элементный и структурно-групповой анализы, жидкостно-адсорбционная хроматография, криоскопия в бензоле, ЯМР ¹H-спектроскопия, хроматомасс-спектрометрия.

Результаты. Проведен сравнительный анализ состава и структуры смолистых компонентов легкой и тяжелых нефтей. Определены сходства и различия их структурно-группового состава, строения азотистых соединений основного характера и структурных блоков, связанных в молекулах смол С-О и С-S связями. Установлено, что смолистые компоненты тяжелых нефтей отличаются большими общими размерами средних молекул за счет числа связанных воедино структурных единиц (1,79–1,86 против 1,25), имеющих более крупные средние размеры полиареновых ядер (число ароматических циклов 2,36–2,43 против 1,57); большее число алициклических фрагментов, сконденсированных с ароматическим ядром молекул (количество атомов С, находящихся в ?-положении к ароматическим циклам 4,56–4,75 против 3,42), и большую распространенность длинных алкильных заместителей (2,42–2,59 против 1,97). К наиболее распространенным «связанным» фрагментам макромолекул исследуемых смол относятся n-алканы, циклогексаны, прегнаны, холестаны, хейлантаны и гопаны. Особенностью молекул смол тяжелых нефтей является присутствие в составе их «эфиросвязанных» фрагментов полициклических ароматических углеводородов и гетероорганических соединений, а особенностью смол легкой нефти – присутствие в составе «серосвязанных» фрагментов полицикло-алканов, этиловых эфиров n-алкановых кислот, алифатических спиртов и бициклических сульфидов. Смолы тяжелых нефтей характеризуются более высоким суммарным выходом азоторганических оснований (38,4–40,8 против 26,0 %), в составе которых доминируют соединения, осаждаемые в виде нерастворимых хлористоводородных солей (36,5–37,6 против 10,9 %).

Ключевые слова:

Нефть, смолы, структурно-групповой состав, селективная химическая деструкция, фрагменты, связанные алифатическими С-О и С-S мостиками, азоторганические основания, состав.

Введение

В данной работе продолжены исследования, направленные на расширение представлений о составе и структуре смолисто-асфальтеновых компонентов нефти [1–10]. В ней приведена характеристика смол легкой малосмолистой и тяжелых высокосмолистых нефтей. Интерес к таким работам обусловлен тем, что в последнее время в объеме добываемого углеводородного сырья резко возросла доля тяжелых и сверхтяжелых нефтей, в составе которых более 30 % приходится на смолистые вещества [11–13], содержащие в структуре от 70 до

90 % всех гетероорганических соединений, присутствующих в нефтяных системах [14]. Если проблемы добычи таких нефтей в определенной степени решены или решаются, то существующие технологии не приспособлены к глубокой переработке данных типов углеводородных ресурсов. Наличие в составе смол соединений серы, кислорода, азота и, особенно, азоторганических оснований оказывает отрицательное влияние на процессы переработки нефти, потребительские свойства товарных нефтепродуктов и уровень загрязнения окружающей среды [15–25].

Необходимым условием для разработки новых технических решений в области глубокой переработки нетрадиционного углеводородного сырья является накопление информации о составе и строении смолистых компонентов нефтей различного типа, так как особенности структурных характеристик смол оказывают существенное влияние на глубину и направленность их переработки [26].

Цель работы: сравнительное изучение состава, структуры и особенностей строения основных структурных блоков молекул и химического состава азоторганических оснований смолистых компонентов легкой и тяжелых нефтей.

Методики экспериментов и характеристики исследуемых веществ

Исследовали смолы легкой малосмолистой (тип I – метано-нафтеновая) и тяжелых высокосмолистых (тип II – нафтено-метановая и тип III – нафтеновая) нефтей (табл. 1). Смолы выделяли из деасфальтизаторов соответствующих нефтей по методике [27].

Содержание C, H, N и S определяли с использованием анализатора «Vario EL Cube», O – по разности между 100 % и содержанием элементов C, H, N, S. Содержание основного азота ($N_{\text{осн}}$) определяли с применением метода неводного потенциометрического титрования [28].

Для характеристики полученных образцов смол использовали метод структурно-группового анализа (СГА) [29], в основу которого положены данные элементного анализа, значения средних молекулярных масс и относительное содержание протонов в различных структурных группах молекул соединений [30], а также метод разрушения мостиковых связей C-O и C-S в их молекулах [3].

Молекулярные массы измеряли с помощью криоскопии в бензоле [27]. Спектры ПМР записывали с применением ЯМР-Фурье спектрометра «AVANCE AV 300» фирмы «Bruker» в растворах CDCl_3 .

Таблица 1. Характеристика нефтей и смол

Table 1. Properties of oils and resins

Образец Sample	Массовая доля, % Mass fraction, %	Плотность, кг/м³ Density, kg/m³	ММ, а.е.м. MW, a.m.u.	Массовая доля, % Mass fraction, %					
				C	H	S	N	$N_{\text{осн}}$ N_{bas}	O
Нефть I Oil I	100,0	867	273	83,27	11,02	1,05	0,21	0,03	4,15
Смолы Resins	8,8	–	480	80,50	9,74	3,53	0,56	0,25	5,42
Нефть II Oil II	100,0	978	–	82,75	12,19	3,77	0,67	0,12	0,50
Смолы Resins	18,4	–	866	80,10	9,05	5,02	1,14	0,44	4,25
Нефть III Oil III	100,	971	365	82,03	12,12	1,78	0,64	0,19	3,24
Смолы Resins	22,1	–	877	81,14	9,35	2,51	1,08	0,55	5,37

Рассчитаны следующие параметры: m_a , K_o^* , K_a^* , K_n^* , C_n^* , C_α^* и C_γ^* – число структурных блоков в средней молекуле, общее количество колец, количество ароматических и нафтеновых циклов в структурном блоке, количество углеродных атомов в парафиновых фрагментах структурного блока, количество углеродных атомов, находящихся в α -положении к ароматическим ядрам и в терминальных метильных группах, не связанных с ними, соответственно.

Для разрыва C-O связей в молекулах смол использовали трибромид бора, для разрыва C-S связей – борид никеля [3].

Азотистые основания (АО) извлекали из гексановых растворов смол в соответствии с методикой [4], позволяющей дифференцировать основные соединения по молекулярной массе в процессе выделения. В результате получены концентраты высокомолекулярных оснований (К-1 и К-2) и низкомолекулярных оснований (К-3).

Жидкие продукты селективной химической деградации и концентраты низкомолекулярных АО исследовались с использованием хроматомасс-спектрометра высокого разрешения с двойной фокусировкой DFS «Thermo Fisher Scientific». Идентификацию индивидуальных соединений осуществляли компьютерным поиском в библиотеке Национального института стандартов и по литературным данным [3, 4].

Для проведения аналитических работ использовали приборную базу Центра коллективного пользования Томского научного центра СО РАН.

Результаты и их обсуждение

По данным табл. 2, смолы легкой малосмолистой нефти (тип I) состоят из одноблочных молекул ($m_a=1,25$).

Таблица 2. Средние структурные параметры смол нефтей различных типов

Table 2. Average structural parameters of resins of various types oils

Параметры среднего структурного блока Parameters of average structural block	Смолы/Resins		
	Тип нефти/Oil type		
	I	II	III
m_a	1,25	1,86	1,79
K_o^*	4,09	5,53	5,46
K_n^*	1,57	2,43	2,36
K_a^*	2,52	3,10	3,10
C^*	25,77	31,10	33,19
C_n^*	7,06	9,75	9,67
C_α^*	10,26	12,55	12,68
C_γ^*	8,45	8,79	10,84
C_α^*	3,42	4,75	4,56
C_γ^*	1,97	2,42	2,59
N^*	0,15	0,38	0,38
S^*	0,46	0,80	0,45
O^*	1,30	1,24	1,64

В качестве структурных блоков выступают тетрациклические системы ($K_o^*=4,09$), состоящие

из одного двух ароматических ($K_a^*=1,57$) и двух-трех нафтеновых ($K_n^*=2,52$) циклов, обрамленные алкильными заместителями. Количество атомов углерода, связанных с заместителями в ароматическом ядре молекул (C_a^*), меньше четырех, что указывает на его крайнее расположение в нафтеноароматической системе [31]. На структурный блок средних молекул смол легкой нефти приходится 8,45 парафиновых атомов углерода (C_n^*). Число метильных групп в составе заместителей, не присоединенных к ароматическому ядру (C_r^*), меньше двух (1,97). Это свидетельствует о линейном или слабозветвленном характере преобладающей части имеющих в молекулах алифатических цепей и малой распространенности относительно длинных линейных алкильных заместителей.

Смолистые компоненты тяжелых нефтей по структурно-групповым характеристикам заметно отличаются от смол нефти типа I. Средние молекулы смол нефтей типов II и III преимущественно состоят из двух блоков ($m_a=1,79$ и $1,86$), которые имеют большие общие размеры ($C^*=31,10$ и $33,19$ против $25,77$) и обогащены ароматическими ($K_a^*=2,36$ и $2,43$ против $1,57$) и нафтеновыми ($K_n^*=3,10$ и $3,10$ против $2,52$) структурами. Значение параметра C_a^* в смолах тяжелых нефтей выше 4,0 свидетельствует о внутреннем расположении ароматических циклов в их нафтеноароматических системах. Алкильные заместители в рассматриваемых блоках содержат 8,79 и 10,84 атомов углерода. Значения параметра C_r^* больше 2 ($2,42$ и $2,59$), отражающего содержание терминальных метильных групп, указывают на большую распространенность в структуре молекул смол тяжелых нефтей относительно длинных разветвленных и/или слабозветвленных парафиновых цепей.

Данные по содержанию гетероатомов (табл. 2) свидетельствуют, что в структуре смол всех типов нефтей наиболее широко представлены серо- и кислородсодержащие блоки. В молекулах смолистых веществ нефти типа I присутствуют 46 % серосодержащих структурных блоков ($S^*=0,46$) и 30 % структурных блоков, содержащих 2 атома кислорода ($O^*=1,30$). В молекулах смол нефтей II и III типов на долю серосодержащих блоков приходится 80 и 45 % ($S^*=0,80$ и $0,45$) соответственно, а 24 и 64 % структурных блоков содержат 2 атома кислорода ($O^*=1,24$ и $1,64$ %). Азот входит в структуру 15 % блоков в случае смолистых веществ нефти типа I ($N^*=0,15$) и 38 % блоков в случае смолистых молекул тяжелых нефтей II и III типов ($N^*=0,38$ и $0,38$).

Из анализа литературных данных [3, 5, 9, 32, 33] следует, что атомы серы и кислорода могут находиться в структуре молекул исследуемых смол как в циклах, так и в заместителях. Нельзя исключать присутствие таких атомов в мостиках, соединяющих циклы. Повышенная концентрация атомов азота отмечена в полициклических блоках молекул смол.

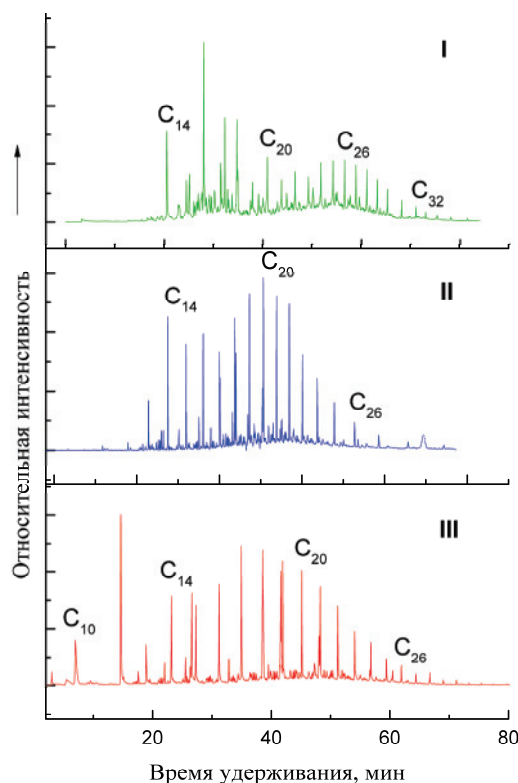


Рис. 1. Распределение н-алканов в продуктах разрушения эфирных связей в молекулах смол легкой (I) и тяжелых (II, III) нефтей при сканировании по иону m/z 71. Цифры у $C_{10}-C_{36}$ – количество атомов углерода

Fig. 1. Distribution of n-alkanes in the products of ether bond destruction in the molecules of resins of the light oil (I) and the heavy oils (II, III) scanned at m/z 71. Index numbers of $C_{10}-C_{36}$ are the number of carbon atoms

По данным ГХ-МС анализа среди соединений, связанных в молекулах смол исследованных нефтей эфирными мостиками, присутствуют н-алканы и алканы разветвленного строения, представленные монометилзамещенными структурами, различающиеся положением замещающего радикала и изопреноидами (2,6,10-триметилалканами, пристаном и фитаном), пяти- и шестичленные насыщенные циклические алканы с алкильными заместителями, стераны, гопаны, фенилалканы, фитанилбензолы, алкилбензолы с положением заместителей у атомов углерода 1–4 [5, 9]. При сходном качественном составе насыщенных и ароматических углеводородов (УВ) смолы легкой и тяжелых нефтей различаются по молекулярно-массовому распределению отдельных представителей «эфиросвязанных» фрагментов. Согласно рис. 1, на котором в качестве примера приведено распределение н-алканов в продуктах разрушения С-О связей простых и/или сложных эфиров в молекулах изученных смол, следует, что отличительной особенностью этого типа фрагментов в молекулах смол тяжелых нефтей является меньшее число атомов углерода в цепи. Различия наблюдаются и в молекулярно-массовом распределении моноаренов, соединенных между собой через эфирные мостики. В молекулах смол неф-

ти типа I эти фрагменты характеризуются большим числом атомов углерода в алкильном заместителе н-алкилбензолов, алкилметил-, алкилдиметил- и алкилтетраметилбензолов.

Особенностью молекул смол тяжелых нефтей является также присутствие в составе их «эфиросвязанных» фрагментов низкомолекулярных стеранов, трициклических терпанов, C_0 – C_4 нафталинов, C_0 – C_2 фенантронов, C_2 – C_5 бензотиофенов, C_0 – C_4 дибензотиофенов и алифатических спиртов нормального строения состава C_{12} , C_{14} , C_{16} , C_{18} [9]. Нефть типа II выделяется также наличием «эфиросвязанных» алифатических кислот состава C_6 – C_{16} и бициклических терпеноидных сульфидов состава C_{13} – C_{22} . Среди «эфиросвязанных» фрагментов молекул смол нефти I полициклические ароматические УВ (АУ) и гетероорганические соединения (ГОС) не обнаружены.

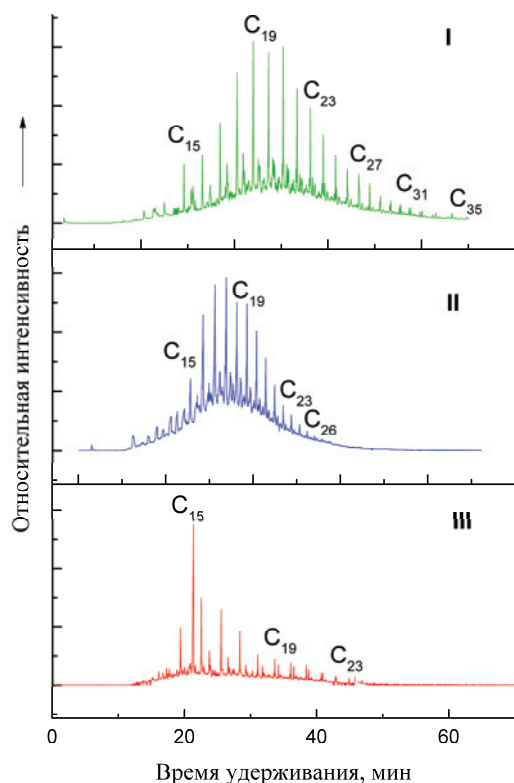


Рис. 2. Распределение алкилциклогексанов в продуктах химической деструкции C-S связей в молекулах смол легкой (I) и тяжелых (II, III) нефтей при сканировании по иону m/z 83. Цифры у C_{13} – C_{35} – количество атомов углерода

Fig. 2. Distribution of alkylcyclohexanes in the products of C-S bond cleavage in the molecules of resins of the light oil (I) and the heavy oils (II, III) scanned at m/z 83. Index numbers of C_{13} – C_{35} are the number of carbon atoms

Едиными «серосвязанными» фрагментами в молекулах смол всех типов нефтей являются н-алканы, монометилзамещенные алканы, различающиеся положением замещающего радикала, изопреноиды (2,6,10-триметилалканы, пристан и фитан), алкилциклопентаны, алкилциклогексаны, фенилалканы, моноарены и одноосновные алифа-

тические кислоты. Как и в случае «эфиросвязанных» структур, выделяются «серосвязанные» фрагменты смол малосмолистой нефти. Алканы и моноциклоалканы (рис. 2), связанные в их молекулах через сульфидные мостики, характеризуются более широким молекулярно-массовым распределением, а моноарены – более длинным алкильным заместителем.

Важной особенностью молекул смол нефти I является присутствие в составе их «серосвязанных» фрагментов стеранов, три- и пентациклических терпанов, близких по составу к «эфиросвязанным» аналогам, и более широкого набора гетероорганических соединений [5]. Среди последних, кроме алкановых кислот, установлены этиловые эфиры алкановых кислот, алифатические спирты и бициклические сульфиды. Этот тип сероорганических соединений идентифицирован также в составе «серосвязанных» фрагментов в молекулах смол тяжелой нафтено-метановой нефти.

Отличительной чертой смол этого типа нефти является наличие в их структуре «серосвязанных» C_0 – C_5 нафталинов, C_0 – C_4 фенантронов и C_0 – C_4 дибензотиофенов.

Наличие идентифицированных в структуре исследуемых смол нормальных алканов, циклогексанов, прегнанов и стеранов, хейлантанов и гопанов отмечено также в составе продуктов термоллиза смол тяжелой нефти месторождения Усинское [34] и асфальтита Ивановского месторождения [35]. Следовательно, весь спектр углеводородов, установленных в продуктах химической деструкции смолистых веществ легкой и тяжелой нефтей, является неотъемлемой частью строительных блоков молекул их смол. Различия в составе структурных фрагментов молекул смол, вероятнее всего, связаны с особенностями состава и строения исходного органического вещества нефти.

В продуктах химической деструкции смолистых веществ исследованных нефтей не были идентифицированы азотсодержащие соединения. «Связанные» азоторганические соединения нейтрального и основного характера не были определены и в структуре асфальтеновых веществ этих нефтей [3, 36]. Совокупность этих данных подтверждает предположение о преимущественном присутствии этих соединений в конденсированных полициклических блоках молекул смол и асфальтенов.

Из результатов, приведенных в табл. 3, следует, что тип нефти влияет на количество выделенных из смол АО и характер их распределения по соответствующим концентратам.

Так, суммарный выход АО из смол тяжелых нефтей существенно выше (38,4 и 40,8 мас. %) их выхода из смол легкой нефти (26,0 мас. %). Во всех случаях большую часть выделенных соединений составляют высокомолекулярные компоненты К-1 и К-2. При этом в смолах тяжелых нефтей преобладают компоненты К-1 (35,6 и 37,6 мас. % для нефтей II и III типов соответственно), а в смолах легкой нефти количество высокомолекуляр-

ных компонентов К-1 (10,9 мас. %) сопоставимо с содержанием компонентов К-2 (13,2 мас. %). Хотя содержание экстрагируемых соединений К-3 в составе всех исследуемых смол незначительно, в смолах легкой нефти их несколько больше (1,9 мас. %), чем в смолах нефтей типов II (1,3 мас. %) и III (1,0 мас. %).

Таблица 3. Характеристика азоторганических оснований смол нефтей различных типов

Table 3. Properties of organic nitrogen bases from resins of various types oils

Смолы Resins	Концен- трат Concen- trate	Массовая доля Mass frac- tion, %	ММ, а.е.м. MW, а.м.у.	Массовая доля N _{осн} Mass frac- tion N _{bas} , %	Доля N _{осн} смол Fraction of N _{bas} resins, %
нефти I ти- па I type oil	К-1/С-1	10,9	1018	0,73	31,8
	К-2/С-2	13,2	607	0,72	38,1
	К-3/С-3	1,9	383	1,86	14,4
нефти II типа II type oil	К-1/С-1	36,5	833	0,87	70,4
	К-2/С-2	0,6	636	0,99	1,3
	К-3/С-3	1,3	383	2,06	6,2
нефти III типа III type oil	К-1/С-1	37,6	844	1,17	79,9
	К-2/С-2	2,2	519	0,90	3,6
	К-3/С-2	1,0	392	1,31	2,4

Различаются смолы и по относительному содержанию N_{осн} в структуре выделенных соединений. В смолах нефтей II и III типов основное его количество (70,4 и 79,9 отн. %) входит в структуру компонентов К-1. На долю компонентов К-2 приходится 1,3 и 3,6 отн. %, на долю компонентов К-3 – 6,2 и 2,4 отн. % В случае смол легкой нефти доля N_{осн} в структуре компонентов К-1 существенно ниже (31,8 отн. %), а доля N_{осн} в структуре компонентов К-2 и К-3 существенно выше (38,1 и 14,4 отн. %). Такое отличие в распределении функционального азота может быть связано с особенностями строения азоторганических оснований в молекулах смолистых компонентов нефтей.

По данным ГХ-МС анализа в составе низкомолекулярных оснований К-3 идентифицированы C₂–C₃ хинолины и C₂–C₅ бензохинолины, преимущественно представленные метилзамещенными структурами. Это доказывает вид их масс-спектров: молекулярный ион характеризуется максимальной интенсивностью, для ионов [М–Н]⁺/M⁺ отмечено крайне низкое соотношение и нет пиков перегруппировочных ионов [16]. Среди алкилхинолинов однозначно установлены 2,3,4-триметил- и 2,4,6-триметилхинолины, среди бензохинолинов – 2,4-диметилбензо(н)- и 2,4,6-триметилбензо(н)хинолины. Отличительной чертой низкомолекулярных АО смол тяжелых высокосернистых нефтей является присутствие в их составе гибридных структур – алкилзамещенных тиофенохинолинов и бензотиофенохинолинов.

Заключение

Единый подход к структурному исследованию смол нефтей разных типов позволил изучить особенности строения их молекул и выявить основные черты их сходства и различия. На основании проведенного сопоставительного анализа установлено, что:

- смолы тяжелых нефтей характеризуются большими общими размерами молекул; большим числом связанных воедино структурных единиц (1,79–1,86 против 1,25); большими размерами полиареновых ядер, расположенных внутри нафтеноароматической системы (число ароматических циклов 2,36–2,43 против 1,57); более развитым алициклическим обрамлением ароматического ядра молекул (количество атомов С, находящихся в α-положении к ароматическим циклам 4,56–4,75 против 3,42) и большим числом длинных алкильных заместителей (2,42–2,59 против 1,97);
- среди «серо- и эфирсвязанных» соединений в молекулах смол легкой и тяжелых нефтей присутствуют нормальные и разветвленные алканы, фенилалканы, алкилциклопентаны, алкилциклогексаны, моно-, би-, три- и тетра-алкилбензолы;
- особенностью молекул смол тяжелых нефтей является присутствие в составе их «эфирсвязанных» фрагментов полициклических ароматических углеводородов и гетероорганических соединений, а особенность смол легкой нефти – присутствие в составе «серосвязанных» фрагментов полициклоалканов, этиловых эфиров n-алкановых кислот, алифатических спиртов и бициклических сульфидов;
- смолы тяжелых нефтей характеризуются более высоким суммарным выходом азотистых оснований (38,4–40,8 против 26,0 %), в составе которых доминируют соединения, осаждаемые в виде нерастворимых хлористоводородных солей (36,5–37,6 против 10,9 %). Среди низкомолекулярных азотистых оснований исследуемых смол присутствуют алкилзамещенные хинолины и бензохинолины;
- особенностью азотистых оснований смол тяжелых высокосернистых нефтей является наличие в составе низкомолекулярных оснований значительного количества азотсодержащих структур, представленных алкилзамещенными тиофенохинолинами и бензотиофенохинолинами.

Результаты проведенного исследования расширяют представления о строении нефтяных смол и могут быть использованы при модернизации существующих и создании новых способов глубокой переработки углеводородного сырья.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Свириденко Н.Н., Кривцов Е.Б., Головки А.К. Изменение структуры молекул смол и асфальтенов природного битума в процессе термокрекинга // *Химия в интересах устойчивого развития*. – 2018. – Т. 26. – № 1. – С. 193–201.
2. Антипенко В.Р., Каюкова Г.П., Абдрафикова И.М. Состав продуктов гидротермально-каталитической конверсии асфальтита Спиридоновского месторождения // *Нефтехимия*. – 2019. – Т. 59. – № 1. – С. 54–63.
3. Sergun V.P., Cheshkova T.V., Sagachenko T.A., Min R.S. Structural Units with Sulfur and Ether/Ester Bonds in Molecules of High- and Low-Molecular-Weight Asphaltenes of Usa Heavy Oil. *Petroleum Chemistry*, 2016, vol. 56, no. 1, pp. 10–15.
4. Химический состав нефти Крапивинского месторождения (сообщение 4) / Т.В. Чешкова, Н.Н. Герасимова, Т.А. Сагаченко, Р.С. Мин // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 8. – С. 6–15.
5. Состав и строение смолистых компонентов тяжелой нефти месторождения Усинское / Т.В. Чешкова, Е.Ю. Коваленко, Н.Н. Герасимова, Т.А. Сагаченко, Р.С. Мин // *Нефтехимия*. – 2017. – Т. 57. – № 1. – С. 33–40.
6. Групповой состав углеводородов и гетероатомных соединений в продуктах ступенчатого термолитического разложения асфальтенов нефти Усинского месторождения / Д.С. Корнеев, В.Н. Меленевский, Г.С. Певнева, А.К. Головки // *Нефтехимия*. – 2018. – Т. 58. – № 2. – С. 130–136.
7. Герасимова Н.Н., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. Превращения азоторганических оснований смолистых компонентов нефти Крапивинского месторождения при термическом воздействии // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 17–24.
8. Азотсодержащие основания смол тяжелой нефти Усинского месторождения / Н.Н. Герасимова, А.С. Класен, Р.С. Мин, Т.А. Сагаченко // *Химия в интересах устойчивого развития*. – 2016. – Т. 24. – № 6. – С. 739–744.
9. Химическая природа масляных и смолисто-асфальтеновых компонентов природного битума Ашальчинского месторождения Татарстана / Т.А. Сагаченко, В.П. Сергун, Т.В. Чешкова, Е.Ю. Коваленко, Р.С. Мин // *Химия твердого топлива*. – 2015. – № 6. – С. 12–18.
10. Characterization of heteroatom compounds in a crude oil and its saturates, aromatics resins, and asphaltenes (SARA) and non-basic nitrogen fractions analyzed by negative-ion electrospray ionization fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry / Q. Shi, D. Hou, K.H. Chung, Ch. Xu, S. Zhao, Y. Zhang // *Energy and Fuels*. – 2010. – V. 24. – № 4. – P. 2545–2553.
11. Камьянов В.Ф., Аксенов В.С., Титов В.И. Гетероатомные компоненты нефтей. – Новосибирск: Наука, 1983. – 238 с.
12. Resin from Liaohe Heavy Oil: Molecular Structure, Aggregation Behavior, and Effect on Oil Viscosity / T. Li, J. Xu, R. Zou, H. Feng, L. Li, J. Y. Wang, M.A.C. Stuart, X.H. Guo // *Energy Fuels*. – 2018. – V. 32. – № 1. – P. 306–313.
13. Щепалов А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012. – 93 с.
14. Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. – М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 559 с.
15. Transformation of nitrogen-containing compounds in atmospheric residue by hydrotreating / M. Liu, L.Z. Zhang, C. Zhang, S.H. Yuan, L.H. Duan // *Korean Journal of Chemical Engineering*. – 2018. – V. 35. – № 2. – P. 375–382.
16. Prado G.H.C., Rao Y., De Klerk A. Nitrogen Removal from Oil: a Review // *Energy Fuels*. – 2017. – V. 31. – № 1. – P. 14–36.
17. Structure and Composition Changes of Nitrogen Compounds during the Catalytic Cracking Process and Their Deactivating Effect on Catalysts / X.B. Chen, Y.B. Liu, S.J. Li, X. Feng, H.H. Shan, C.H. Yang // *Energy Fuels*. – 2017. – V. 31. – № 4. – P. 3659–3668.
18. Inductive Effect of Basic Nitrogen Compounds on Coke Formation During the Catalytic Cracking Process / X.B. Chen, T. Li, L. Xin, Y.Q. Yang, H.H. Shan, C. H. Yang // *Catalysis Communications*. – 2016. – V. 74. – P. 95–98.
19. Hydrodenitrogenation of Basic and Non-Basic Nitrogen-Containing Compounds in Coker Gas Oil / Q. Wei, S.C. Wen, X.J. Tao, T. Zhang, Y.S. Zhou, K. Chung, C.M. Xu // *Fuel Processing Technology*. – 2015. – V. 129. – P. 76–84.
20. Synergistic Process for High Nitrogen Content Feedstocks Catalytic-Cracking: A Case Study of Controlling the Reactions of Nitrogen Compounds in Situ / J. Zhang, H. Shan, X. Chen, W. Liu, C. Yang // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. – 2014. – V. 53. – № 14. – P. 5718–5727.
21. Дезактивирующее влияние азотистых соединений на превращения модельных углеводородов и реального сырья в условиях каталитического крекинга / Т.В. Бобкова, В.П. Доронин, О.В. Потапенко, Т.П. Сорокина, Н.М. Островский // *Катализ в промышленности*. – 2014. – № 2. – С. 40–45.
22. Влияние количественного содержания азотистых оснований в нефтепродуктах на термическую стабильность топлив / А.Я. Исаев, З.С. Аллавердиев, В.И. Тагиев, Г.Ф. Мамедова, М.М. Исмаилова // *Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт*. – 2015. – № 2. – С. 10–12.
23. Analysis of extractable basic nitrogen compounds in Buliangou subbituminous coal by positive-ion ESI FT-ICR MS / Jiao Kong, Xian-Yong Wei, Hong-Lei Yan, Zhan-Ku Li, Mei-Xia Zhao, Yan Li, Zhi-Min Zong // *Fuel*. – 2015. – V. 159. – P. 385–391.
24. Characterization of basic heteroatom-containing organic compounds in liquefaction residue from Sheunmu-Fugu subbituminous coal by positive-ion electrospray ionization Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry / Peng Li, Zhi-Min Zong, Zhan-Ku Li, Yu-Gao Wang, Fang-Jing Liu, Xian-Yong Wei // *Fuel Processing Technology*. – 2015. – V. 132. – P. 91–98.
25. Li S.J., Liu N.N. The transformation of basic nitrogen compounds in coker gas oil during catalytic cracking. *Petroleum Science and Technology*. – 2017. – V. 35. – № 11. – P. 1141–1145.
26. Взаимное влияние смол и масел нефти Усинского месторождения на направленность их термических превращений / Г.С. Певнева, Н.Г. Воронцовская, Д.С. Корнеев, А.К. Головки // *Нефтехимия*. – 2017. – Т. 57. – № 4. – С. 479–486.
27. Современные методы исследования нефтей (справочно-методическое пособие) / под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темьянко, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.
28. Okuno I., Latham D.R., Haines W.E. Type Analysis of Nitrogen in Petroleum Using Nonaqueous Potentiometric Titration and Lithium Aluminum Hydride Reduction // *Analytical Chemistry*. – 1965. – V. 37. – № 1. – P. 54–57.
29. Головки А.К., Камьянов В.Ф., Огородников В.Д. Высокомолекулярные гетероатомные компоненты нефтей Тимано-Печерского нефтегазового бассейна // *Геология и геофизика*. – 2012. – Т. 53. – № 12. – С. 1786–1795.
30. Fergoug T., Bouhadda Y. Determination of Hassi Messaoud asphaltene aromatic structure from H-1 & C-13 NMR analysis // *Fuel*. – 2014. – V. 115. – № 1. – P. 521–526.
31. Химический состав нефтей Западной Сибири / под ред. Г.Ф. Большакова. – Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1988. – 288 с.
32. Molecular Structure of Athabasca Asphaltene: Sulfide, Ether, and Ester Linkages / P. Peng, A. Morales-Izquierdo, A. Hogg, O.P. Strausz // *Energy Fuels*. – 1997. – V. 11. – № 5. – P. 1171–1187.
33. The Organic Geochemistry of Asphaltenes and Occluded Biomarkers / L.R. Snowdon, J.K. Volkman, Z. Zhang, G. Tao, P. Liu // *Organic Geochemistry*. – 2016. – V. 91. – № 1. – P. 3–15.

34. Головкин А.К. Структурные превращения нефтяных смол и их фракций при термолитическом разложении // Нефтехимия. – 2018. – Т. 58. – № 4. – С. 391–398.
35. Антипенко В.Р. Термические превращения высокосернистого природного асфальта: Геохимические и технологические аспекты. – Новосибирск: Наука, 2013. – 184 с.
36. Химический состав нефти Крапивинского месторождения (сообщение 3) / В.П. Сергун, Т.В. Чешкова, Т.А. Сагаченко, Р.С. Мин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 59–66.

Поступила 28.08.2019 г.

Информация об авторах

Герасимова Н.Н., кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории гетероорганических соединений нефти Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

Чешкова Т.В., кандидат химических наук, научный сотрудник лаборатории гетероорганических соединений нефти Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

Голушкова Е.Б., кандидат химических наук, доцент отделения естественных наук Школы базовой инженерной подготовки Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Сагаченко Т.А., доктор химических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории гетероорганических соединений нефти Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

Мин Р.С., доктор химических наук, заведующая лабораторией гетероорганических соединений нефти Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

UDC 665.613.24:665.6.033.28

COMPOSITION AND STRUCTURE OF RESIN COMPONENTS OF LIGHT OIL AND HEAVY OILS

Natalia N. Gerasimova¹,
dm@ipc.tsc.ru

Tatyana V. Cheshkova¹,
chvtv12@mail.ru

Evgenia B. Goluhskova²,
egol174@mail.ru

Tatyana A. Sagachenko¹,
dissovet@ipc.tsc.ru

Raisa S. Min¹,
lgosn@ipc.tsc.ru

¹ Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
4, Akademicheskoy Avenue, 634055, Tomsk, Russia.

² National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, 634050, Tomsk, Russia.

The relevance of the work is caused by the need to gather and summarize the information on composition and structure of resin components of oils of different chemical nature, since the structural characteristics of resins have a significant impact on the level of their conversion to light hydrocarbons used for production of light oil products. In recent times, the researches in this direction have taken a particular importance due to the steady growth of heavy high viscosity oils in explored and recoverable reserves. Heavy high viscosity oils differ from conventional oils in a high content of high molecular weight heteroatomic compounds.

The aim of the study is the comparative study of composition, structure and structural features of the main structural units of the molecules and chemical composition of the organic nitrogen bases of the resinous components of light and heavy oils.

Methods: elemental analysis, cryoscopy in benzene, liquid adsorption chromatography, selective chemical destruction of sulfide and ether bonds, ¹H NMR spectroscopy, structural-group analysis, gas chromatography-mass spectrometry.

Results. The authors have carried out a comparative analysis of composition and structure of the resin components of the light oil and those of heavy oils and determined the similarities and differences of their structural-group composition and the composition of nitrogen-organic bases and fragments bound in the molecules of resins through ether and sulfide bridges. It was shown that resins of heavy oils are distinguished by large overall sizes of mean molecules due to the number of structural blocks bound together (1,79–1,86 against 1,25). These structural blocks have larger average sizes of polyarene cores (2,36–2,43 against 1,57), a greater number of alicyclic fragments condensed with an aromatic core of the molecules (4,56–4,75 against 3,42), and an abundance of long alkyl substituents (2,42–2,59 against 1,97). The most common «bound» fragments of macromolecules of the resins under study include n-alkanes, cyclohexanes, pregnanes, cholestanes, heylantanes, and hopanes. The peculiarity of resin molecules of heavy oils is the presence of polycyclic aromatic hydrocarbons and hetero-organic compounds in their «ether-bound» fragments, while resins of the light oil are characterized by the presence of polycycloalkanes, ethyl esters of n-alkanoic acids, aliphatic alcohols and bicyclic sulfides in their compositions. Resins of heavy oils are characterized by a higher total yield in organo-nitrogen bases (38,4–40,8 against 26,0 %), where the prevalence of compounds precipitated as insoluble hydrochloride salts was revealed (36,5–37,6 against 10,9 %).

Key words:

Oil, resins, structural group composition, selective chemical degradation, fragments bound by aliphatic C-O and C-S bridges, organic nitrogen bases, composition.

REFERENCES

1. Sviridenko N.N., Kriyvtsov E.B., Golovko A.K. Change of structure of molecules of resins and asphaltenes of natural bitumen in the course of thermoc cracking. *Chemistry for Sustainable Development*, 2018, vol. 26, no. 1, pp. 193–201. In Rus.
2. Antipenko V.R., Kayukova G.P., Abdrafikova I.M. Composition of Hydrothermal-Catalytic Conversion Products of Asphaltite from the Spiridonovskoe Oilfield. *Petroleum Chemistry*, 2019, vol. 59, no. 1, pp. 48–57.
3. Sergun V.P., Cheshkova T.V., Sagachenko T.A., Min R.S. Structural Units with Sulfur and Ether/Ester Bonds in Molecules of High- and Low-Molecular-Weight Asphaltenes of Usa Heavy Oil. *Petroleum Chemistry*, 2016, vol. 56, no. 1, pp. 10–15.
4. Cheshkova T.V., Gerasimova N.N., Sagachenko T.A., Min R.S. Chemical composition of petroleum from Krapivinskoe oilfield (message 4). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 8, pp. 6–15. In Rus.
5. Cheshkova T.V., Kovalenko E.Y., Gerasimova N.N., Sagachenko T.A., Min R.S. Composition and Structure of Resinous Components of Heavy Oil from the Usa Oilfield. *Petroleum Chemistry*, 2017, vol. 57, no. 1, pp. 31–38.
6. Korneev D.S., Melenevskii V.N., Pevneva G.S., Golovko A.K. Group Composition of Hydrocarbons and Hetero Compounds in Stepwise-Thermolysis Products of Asphaltenes from Usa Oil. *Petroleum Chemistry*, 2018, vol. 58, no. 3, pp. 179–185.
7. Gerasimova N.N., Sagachenko T.A., Min R.S. Transformation of Organic Nitrogen Bases in Resin Components of Oil Recovered from the Krapivinsk Deposit at Thermal Treatment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 11, pp. 17–24. In Rus.

8. Gerasimova N.N., Klassen A.S., Min R.S., Sagachenko T.A. Nitrogen-Containing Resin Bases from Heavy Oils of the Usinsk Deposit. *Chemistry for Sustainable Development*, 2016, vol. 24, no. 6, pp. 739–744. In Rus.
9. Sagachenko T.A., Sergun V.P., Cheshkova T.V., Kovalenko E.Y., Min R.S. Chemical Nature of the Oil and Tarry-Asphaltene Components of Natural Bitumen from the Ashal'chinsk Deposit in Tatarstan. *Solid Fuel Chem.*, 2015, vol. 49, no. 6, pp. 349–355.
10. Shi Q., Hou D., Chung K.H., Xu Ch., Zhao S., Zhang Y. Characterization of heteroatom compounds in a crude oil and its saturates, aromatics resins, and asphaltenes (SARA) and non-basic nitrogen fractions analyzed by negative-ion electrospray ionization Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry. *Energy and Fuels*, 2010, vol. 24, no. 4, pp. 2545–2553.
11. Kamyranov V.F., Aksenov V.S., Titov V.I. *Geteroatomnye komponenty neftey* [Heteroatomic components of the oils]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1983. 238 p.
12. Li T., Xu J., Zou R., Feng H., Li L., Wang J. Y., Stuart M.A.C., Guo X.H. Resin from Liaohe Heavy Oil: Molecular Structure, Aggregation Behavior, and Effect on Oil Viscosity. *Energy Fuels*, 2018, 32, no. 1, pp. 306–313.
13. Shchepalov A.A. *Tyazhelye nefti, gazovye gidraty i drugie perspektivnye istochniki uglevodorodnogo syrya* [Heavy oil, gas hydrates and other perspective sources of hydrocarbon raw materials]. Nizhny Novgorod, Nizhegorodsky gosuniversitet Publ., 2012. 93 p.
14. Gordadze G.N. *Uglevodorody v neftyanoy geokhimii. Teoriya i praktika* [Hydrocarbons in oil geochemistry. Theory and practice]. Moscow, RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2015. 559 p.
15. Liu M., Zhang L.Z., Zhang C., Yuan S.H., Duan L.H. Transformation of nitrogen-containing compounds in atmospheric residue by hydrotreating. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 2018, vol. 35, no. 2, pp. 375–382.
16. Prado G.H.C., Rao Y., De Klerk A. Nitrogen Removal from Oil: a Review. *Energy Fuels*, 2017, vol. 31, no. 1, pp. 14–36.
17. Chen X.B., Liu Y.B., Li S.J., Feng X., Shan H.H., Yang C.H. Structure and Composition Changes of Nitrogen Compounds during the Catalytic Cracking Process and their Deactivating Effect on Catalysts. *Energy Fuels*, 2017, vol. 31, no. 4, pp. 3659–3668.
18. Chen X.B., Li T., Xin L., Yang Y.Q., Shan H.H., Yang C. H. Inductive Effect of Basic Nitrogen Compounds on Coke Formation During the Catalytic Cracking Process. *Catal. Commun.*, 2016 vol. 74, pp. 95–98.
19. Wei Q., Wen S.C., Tao X.J., Zhang T., Zhou Y.S., Chung K., Xu C.M. Hydrodenitrogenation of Basic and Non-Basic Nitrogen-Containing Compounds in Coker Gas Oil. *Fuel Process. Technol.*, 2015, vol. 129, pp. 76–84.
20. Zhang J., Shan H., Chen X., Liu W., Yang C. Synergistic Process for High Nitrogen Content Feedstocks Catalytic-Cracking: A Case Study of Controlling the Reactions of Nitrogen Compounds in Situ. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2014, vol. 53, no. 14, pp. 5718–5727.
21. Bobkova T.V., Doronin V.P., Potapenko O.V., Sorokina T.P., Ostrovsky N.M. The deactivating influence of nitrogen connections on transformations of model hydrocarbons and real raw materials in the conditions of catalytic cracking. *Katalysis in Industry*, 2014, no. 2, pp. 40–45. In Rus.
22. Isaev A.Ya., Allahverdiev Z.S., Tagiev V.I., Mamedova G.F., Ismaylova M.M. Influence of quantitative maintenance of the nitrogen bases in oil products on thermal stability of fuels. *Oil processing and petrochemistry. Scientific and technical achievements and best practices*, 2015, no. 2, pp. 10–12. In Rus.
23. Kong Jiao, Wei Xian-Yong, Yan Hong-Lei, Li Zhan-Ku, Zhao Mei-Xia, Li Yan, Zong Zhi-Min. Analysis of extractable basic nitrogen compounds in Buliangou subbituminous coal by positive-ion ESI FT-ICR MS. *Fuel*, 2015, vol. 159, pp. 385–391.
24. Li Peng, Zong Zhi-Min, Li Zhan-Ku, Wang Yu-Gao, Liu Fang-Jing, Wei Xian-Yong. Characterization of basic heteroatom-containing organic compounds in liquefaction residue from Sheunmu-Fugu subbituminous coal by positive-ion electrospray ionization Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry. *Fuel Processing Technology*, 2015, vol. 132, pp. 91–98.
25. Li S.J., Liu N.N. The transformation of basic nitrogen compounds in coker gas oil during catalytic cracking. *Petroleum Science and Technology*, 2017, vol. 35, no. 11, pp. 1141–1145.
26. Pevneva G.S., Voronetskaya N.G., Korneev D.S., Golovko A.K. Mutual influence of resins and oils in crude oil from the Usinskoe oilfield on the direction of their thermal transformations. *Petroleum Chemistry*, 2017, vol. 57, no. 8, pp. 739–745.
27. *Sovremennyye metody issledovaniya neftey: spravochno-metodicheskoe posobie* [Modern methods of research of oils: reference benefit]. Ed. by A.I. Bogomolov, M.B. Temyanko, L.I. Khotyntseva. Leningrad, Nedra Publ., 1984. 431 p.
28. Okuno I., Latham D.R., Haines W.E. Type Analysis of Nitrogen in Petroleum Using Nonaqueous Potentiometric Titration and Lithium Aluminum Hydride Reduction. *Analytical Chemistry*, 1965, vol. 37, no. 1, pp. 54–57.
29. Golovko A.K., Kam'yanov V.F., Ogorodnikov V.D. High-molecular heteroatomic components of crude oils of the Timan-Pechora petroliferous basin. *Russian Geology and Geophysics*, 2012, vol. 53, Iss. 12, pp. 1374–1381.
30. Fergoug T., Bouhadda Y. Determination of Hassi Messaoud asphaltene aromatic structure from H-1 & C-13 NMR analysis. *Fuel*, 2014, vol. 115, no. 1, pp. 521–526.
31. *Khimichesky sostav neftey Zapadnoy Sibiri* [Chemical composition of Western Siberia oils]. Ed. by G.F. Bolshakov. Novosibirsk, Nauka, Sibirskoye otdeleniye Publ., 1988. 288 p.
32. Peng P., Morales-Izquierdo A., Hogg A., Strausz O. P. Molecular Structure of Athabasca Asphaltene: Sulfide, Ether, and Ester Linkages. *Energy Fuels*, 1997, vol. 11, no. 5, pp. 1171–1187.
33. Snowdon L.R., Volkman J.K., Zhang Z., Tao G., Liu P. The Organic Geochemistry of Asphaltenes and Occluded Biomarkers. *Org. Geochem.*, 2016, vol. 91, no. 1, pp. 3–15.
34. Golovko A.K., Grin'ko A.A. Structural Transformations of Petroleum Resins and Their Fractions by Thermolysis. *Petroleum Chemistry*, 2018, vol. 58, no. 8, pp. 599–606.
35. Antipenko V.R. *Termicheskie prevrashcheniya vysokosernistogo prirodnogo asfaltita: geokhimicheskie i tekhnologicheskie aspekty* [Thermal transformations of a sulphur-rich natural asphaltite: Geochemical and technological aspects]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2013. 184 p.
36. Sergun V.P., Cheshkova T.V., Sagachenko T.A., Min R.S. Chemical Composition of Petroleum from Krapivinskoe Oilfield (message 3). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 59–66. In Rus.

Received: 28 August 2019.

Information about the authors

Natalia N. Gerasimova, Cand. Sc., associate professor, senior researcher, Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Tatyana V. Cheshkova, Cand. Sc., researcher, Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Evgenia B. Goluhskova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk polytechnic University.

Tamyana A. Sagachenko, Dr. Sc., chief researcher, Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Raisa S. Min, Dr. Sc., head of the Laboratory of Heteroorganic Petroleum Compounds, Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

УДК 556.3(571.1)

ЭВОЛЮЦИЯ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОГО ПОЛЯ СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА В МЕЗОЗОЕ

Новиков Дмитрий Анатольевич^{1,2},

NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Черных Анатолий Витальевич¹,

ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Садыкова Яна Владиславовна¹,

SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

Дульцев Федор Федорович¹,

DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Хилько Василина Александровна¹,

KhilkoVA@ipgg.sbras.ru

Юрчик Ирина Ивановна¹,

YurchikII@ipgg.sbras.ru

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3/6.

² Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1.

Актуальность исследования состоит в выявлении фундаментальной роли палеогидрогеологических факторов в эволюции гидрогеохимического поля северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в мезозойскую эру. Впервые предложен механизм, объясняющий их вклад в формирование гидрогеохимических аномалий в оксфордском резервуаре (верхнеюрском водоносном комплексе) изучаемого региона, где широко развита гидрогеохимическая инверсия.

Цель: выявить особенности состава сингенетических вод, захораниваемых одновременно с осадком на элизионных и инфильтрационных этапах развития осадочного бассейна на основе установленной цикличности гидрогеологической истории северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна; выполнить сравнительный анализ состава современных и сингенетических вод и установить природу гидрогеохимических аномалий.

Методы. Использованы методические приемы А.А. Карцева, С.Б. Вагина, Е.А. Баскова и других исследователей по палеогидрогеологическим реконструкциям осадочных бассейнов, выполнена периодизация гидрогеологической истории с выделением основных гидрогеологических циклов и инфильтрационных и элизионных этапов. На основе методики восстановления солевого состава вод древних морских и озерно-аллювиальных бассейнов, палеогеографических карт на юрский и меловой периоды, составленных сотрудниками ИНГГ СО РАН, информационного банка данных лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири ИНГГ СО РАН по арктическим районам Западно-Сибирского осадочного бассейна проведены палеогидрогеохимические реконструкции юрско-мелового разреза.

Результаты. Приводятся результаты палеогидрогеологических реконструкций северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна. Установлено, что в гидрогеологическом разрезе исследуемого региона доминируют седиментогенные воды, в некоторых случаях разбавленные инфильтрогенными, проникшими при регрессии морского бассейна. Сравнительный анализ захороненных сингенетических вод оксфордского бассейна и данных по современной гидрогеохимии подземных вод выявил ряд отрицательных и положительных аномалий. Отрицательные аномалии закономерно трассируют границу глинизации оксфордского регионального резервуара и связаны с развитием процессов элизионного водообмена. Геостатическая (литостатическая) водонапорная система на глубинах 2×2,5 км переходит в термдегидратационную, что сопровождается аномально высокими пластовыми давлениями и появлением в водонапорной системе пресных химически-связанных вод. Большинство положительных аномалий приурочены к структурам Южно-Надымской и Предъенисейской мегамоноклиз, где широко проявлены процессы вертикальной разгрузки подземных вод ниже-среднеюрского и палеозойского водоносных комплексов в зонах тектонических нарушений. Системе «вода–порода–газ–органическое вещество» принадлежит ключевая роль в процессах формирования химического состава подземных вод нефтегазоносных отложений.

Ключевые слова:

Гидрогеологический цикл, палеогидрогеохимия, инфильтрация, элизия, гидрогеохимия, оксфордский региональный резервуар, Западная Сибирь, Арктика.

Введение

Зарождение палеогидрогеологических исследований осадочных бассейнов связано с именем П.Н. Чирвинского [1]. В дальнейшем развитии

этого научного направления занимались выдающиеся исследователи: А.М. Никаноров, Л.А. Абукова, К.И. Маков, А.М. Овчинников, Е.А. Басков, Е.В. Пиннекер, Е.А. Барс, Я.А. Ходжакулиев,

Л.Г. Борзасекова, А.Н. Семихатов, Р.И. Быков, Г.П. Якобсон, С.Б. Вагин, М.А. Гатальский, А.А. Карцев, А.А. Розин, А.Д. Назаров, В.М. Матусевич, Е.И. Сорокова, В.П. Шугрин и многие другие [2–8]. Активное развитие палеогидрогеологических исследований в странах Европы, Америки, Азии и Ближнего Востока обязано появлению изотопных методов исследований, изучению газовой жидких включений в минералах и т. д. [9–50]. Но даже несмотря на большие достижения в палеогидрогеологической области, многие вопросы до сих пор остаются недостаточно изученными. Для решения вопросов о формировании состава подземных вод, их генезиса, типа вертикальной гидрогеохимической зональности, а также протекании процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции необходимо привлекать комплекс данных из области гидрогеологии, литологии, стратиграфии, тектоники и т. д. [51, 52].

Исследования арктических регионов Западной Сибири началось еще в 30-е гг. XX в. Н.А. Гедройцем, Т.К. Емельянцевым, А.Я. Кремсом, Н.Н. Ростовцевым, Г.Е. Рябухиным, В.Н. Саксом, И.Н. Стрижовым, Н.Н. Тихоновичем и многими другими [53]. Начиная с 1950-х гг. основные геологоразведочные работы в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНП) проводились в северных районах, где в 1962 г. было открыто первое газовое месторождение – Тазовское. Значительный вклад в изучение арктической части ЗСНП внесли: И.С. Грамберг, В.Е. Хаин, Г.Д. Гинсбург, Д.Б. Тальвирский, В.В. Гребенюк, Д.С. Сороков, А.И. Данюшевская, В.Г. Сибгатулин, В.А. Захаров, В.Н. Сакс, М.К. Калинко, И.Д. Полякова, Г.Н. Карцева, Л.Л. Кузнецов, А.Э. Конторович, В.Д. Накоряков и другие. На данный момент можно с уверенностью утверждать, что ресурсы углеводородов в российской Арктике уникальны по объемам и разнообразию и могут достигать 70,6 млрд т нефти, 202,2 трлн м³ свободного газа, 5429,8 млрд м³ попутного газа и 7703,2 млн т конденсата [54].

Материалы и методы исследований

Согласно А.А. Карцеву, С.Б. Вагину и Е.А. Баскову [3, 57], гидрогеологический цикл включает в себя два этапа. Первый этап – седиментационный (элизионный), в течение которого захораниваются одновременно с осадками сингенетичные седиментогенные воды. Второй – инфильтрационный этап, когда в осадочный бассейн проникают инфильтрационные воды, постепенно вытесняя и замещая седиментационные [3, 55].

В основе выделения элизионных и инфильтрационных циклов лежали данные о преимущественно морском и континентальном режиме осадконакопления соответственно, полученные при анализе палеогеографических карт и лито-фациальных схем [56, 57]. Названия некоторым циклам давались по приуроченности к ярусам стратиграфической шкалы, ввиду несоответствия их

границам эратем, систем или отделов). Значительное место в настоящем исследовании отводилось интерпретации каротажных диаграмм с целью выделения песчаников/алевролитов и глин/аргиллитов в разрезах глубоких скважин.

В данном исследовании основой для палеогидрогеохимических реконструкций послужили методика восстановления солевого состава вод древних бассейнов [6, 8, 51], палеогеографические карты на юрский и меловой периоды, составленные сотрудниками ИНГГ СО РАН [56, 57], информационный банк данных лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири ИНГГ СО РАН по арктическим районам ЗСОБ, представленный результатами испытания более 4000 объектов 251 поисковой площади, включая данные полного химического анализа 5603 проб подземных вод.

Результаты исследований и обсуждение

Особенности гидрогеохимии подземных вод

В пределах отложений юры и мела арктических районов ЗСОБ установлены воды с минерализацией от 2 до 64 г/дм³ разных химических типов, при доминировании хлоридного, хлоридно-гидрокарбонатного и гидрокарбонатно-хлоридного натриевого типов (по С.А. Щукареву). По мере роста величины минерализации происходит закономерное увеличение содержаний основных макрокомпонентов (Na, K, Mg, Ca, Cl), а также микрокомпонентов: I, B, Br, NH₄ и Sr. Водоносные комплексы (нижне-среднеюрский, верхнеюрский, неокомский и апт-альб-сеноманский) характеризуются рядом гидрогеохимических особенностей, обусловленных гидрогеологической историей и вертикальной миграцией рассолов из фундамента в осадочный чехол.

Подземные воды верхнеюрских отложений имеют разный химический состав, среди них доминируют Cl Na, HCO₃-Cl Na и Cl-HCO₃ Na с величиной общей минерализации от 5,0 до 63,3 г/дм³ [58–64]. По мере роста минерализации происходит смена химического типа вод с гидрокарбонатно-хлоридного натриевого на хлоридный натриевый (рис. 1). Отмечается уменьшение разнообразия вод по химическому составу с увеличением их минерализации.

Так, при минерализации вод 2–5 г/дм³ выделяется семь химических типов подземных вод, при 10–15 г/дм³ – пять, при 20–25 г/дм³ – два типа, при значении более 25 г/дм³ только один – хлоридный натриевый тип. Величина фоновой минерализации подземных вод верхнеюрского водоносного комплекса в изучаемом регионе составляет 19,9 г/дм³. В пределах Северного и Нижнеартовского сводов, Восточно-Пурской мегамоноклинали и Южно-Надымской мегамоноклизы распространены воды с минерализацией более 25 г/дм³. Наиболее высокие значения зонального гидрогеохимического фона выявлены для структур Северного свода, где величина общей минерализации фоновых пластовых вод достигает 33,5 г/дм³. Значения

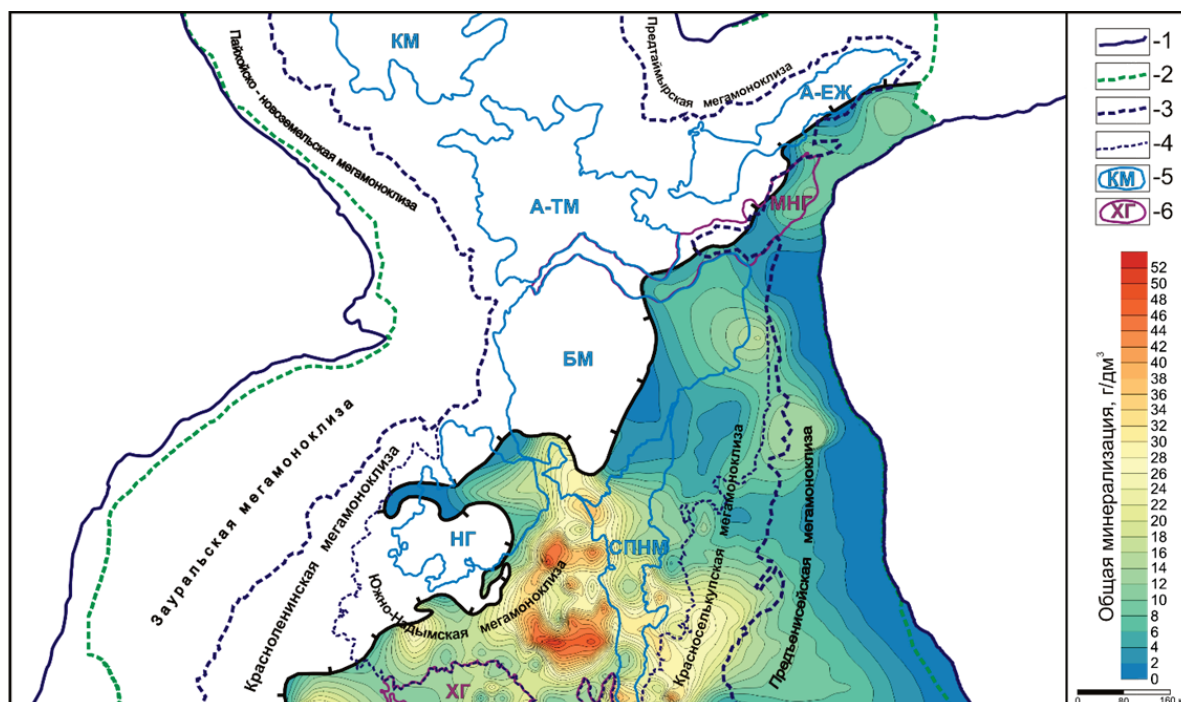


Рис. 1. Карта общей минерализации подземных вод верхнеюрского водоносного комплекса северных и арктических районов ЗСОБ. Границы: 1 – Западно-Сибирского осадочного бассейна; 2 – юрского осадочного бассейна; 3 – Внутренней области и Внешнего пояса; 4 – Ямало-Карской депрессии; Положительные тектонические элементы – структуры 0 порядка: КМ – Карская мегасинеклиза, А-ТМ – Антипаутинско-Тадеевская мегасинеклиза, А-ЕЖ – Агапско-Енисейский желоб, БМ – Большехетская мегасинеклиза, НГ – Надымская гемисинеклиза, СПНМ – Среднепурский наклонный мегажелоб; Отрицательные тектонические элементы – структуры 0 порядка: МНГ – Мессояхская наклонная гряда, ХГ – Хантейская гемисинеклиза

Fig. 1. Map of the total groundwater salinity of the Upper Jurassic aquiferous complex of the northern and arctic regions of the WSSB. Borders: 1 – West Siberian sedimentary basin; 2 – Jurassic sedimentary basin; 3 – Inner region and Outer belt; 4 – Yamalo-Kara depression; Positive tectonic elements – structures of 0 order: KM – Kara megasyncline, A-TM – Antipautinsko-Tadevakhka megasyncline, A-EJ – Agapko-Yenisei trough, BM – Bolshekhetskaya megasyncline, NG – Nadym hemisyncline, SPNM – Srednepursky inclined megatrough Negative tectonic elements – structures of order 0: MNG – Messoyakhskaya oblique ridge, HG – Hantei hemisyncline

величины общей минерализации уменьшаются до 5–10 г/дм³ в направлении к прибортовым зонам бассейна (рис. 1) [58, 59, 61].

С увеличением минерализации подземных вод происходит закономерное снижение величины основных генетических коэффициентов. Так, например, значения коэффициента метаморфизации rNa/rCl снижаются с 2,20–3,09 при солёности вод 5–9 г/дм³ до 0,85–0,88 при минерализации более 25 г/дм³ [65]. Уменьшение величины в два и более раза характерно также для всех других генетических коэффициентов. Значения Cl/Br коэффициента понижаются с 400 при минерализации 5,1 г/дм³ до 211–275 при солёности более 25 г/дм³, B/Br с 3,09 до 0,07–0,17 соответственно [59]. Установлено, что поведение $rNa/(rCa+rMg)$ и Br/I несколько отличается от общих тенденций. У отношения $rNa/(rCa+rMg)$ максимальное значение составляет 50 при минерализации подземных вод 5–10 г/дм³, затем происходит его закономерное снижение до установленной ранее величины 5 у наиболее солёных вод. Отношение Br/I нарастает до 8,9 в водах с солёностью 15–20 г/дм³ и затем также снижается. Наиболее широкий интервал ва-

риации значений наблюдается у отношения HCO_3/Cl (от 0,04 до 1,59).

Палеогидрогеологические реконструкции

Периодизация гидрогеологической истории позволила выделить три гидрогеологических цикла в триасово-меловое время: индско-синемюрский, плинсбахско-сеноманский и туронско-сераваллийский (рис. 2). Начало формирования осадочного чехла связано с образованием туринской серии (вулканогенно-осадочной) в раннем триасе. Преобладающими обстановками осадконакопления являлись аллювиальная и аккумулятивная равнины, которые были обрамлены возвышенными территориями на западе и востоке. Новая земля и Таймырские горы служили источниками сноса в северной части. В среднем триасе в исследуемом регионе доминировали денудационные процессы и процессы инфильтрации атмосферных вод.

В плинсбахе началась трансгрессия моря. Морской бассейн был мелководным (до 25 м) с опресненными водами, Гыданский и Ямальский полуострова были представлены зоной мелководья, где вследствие неустойчивого морского режима и реч-

ного стока происходили значительные колебания солености вод от 2 до 15 г/дм³, на что указывает бедность органического мира (аммониты и брахиоподы немногочисленны, при высоком содержании пелеципод, характерных для морских побережий), а также поглощенный комплекс глин (низкие содержания К и Mg и высокие – Na и Ca) [4, 66]. Совместно с ними захоронялись преимущественно Cl Na воды с высокими содержаниями HCO₃⁻ и Ca²⁺ с величиной общей минерализации 2–5 г/дм³. В южном направлении происходила смена от прибрежно-морских к континентальным

обстановкам и преобладали процессы инфильтрации атмосферных осадков. Прибортовые районы бассейна представляли собой возвышенную равнину. Таймырская, Новоземельская, Уральская и Средне-Сибирская возвышенности являлись источниками сноса и внешними областями инфильтрационного питания, в пределах которых захоранивались HCO₃ Ca воды с минерализацией, не превышающей 0,5 г/дм³. В тоарское время произошла крупнейшая в ранней и средней юре трансгрессия. Существенно расширилась область морского осадконакопления и произошло углубление морского

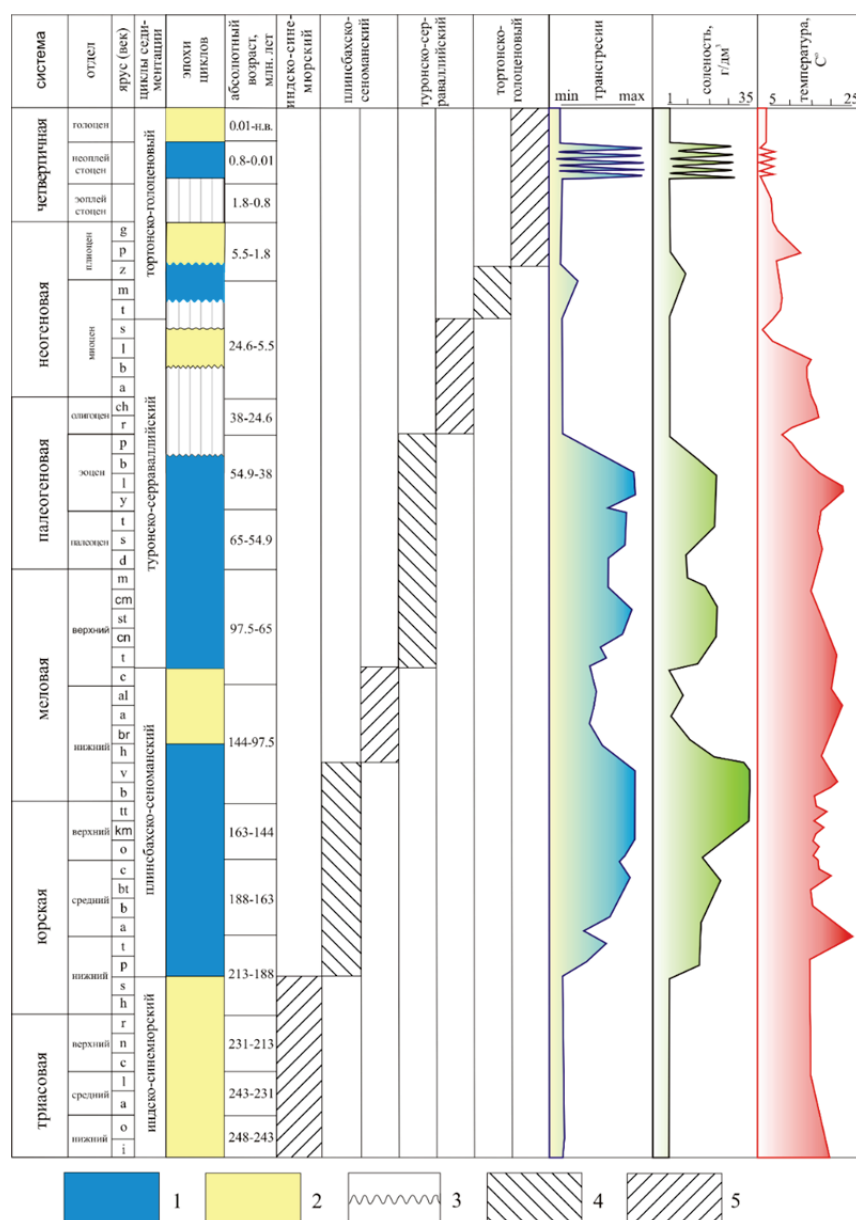


Рис. 2. Схема периодизации гидрогеологической истории и характеристика палеосреды северной части Западно-Сибирского мегабассейна. Условные обозначения: циклы седиментации: 1 – эпоха трансгрессии моря, 2 – регрессии моря; 3 – зоны размыва пластов; гидрогеологический этап: 4 – элизионный; 5 – инфильтрационный

Fig. 2. Scheme of the hydrogeological history periodization and the characteristics of the paleoenvironment of the northern part of the West Siberian megabasin. Legend: sedimentation cycles: 1 – transgression of the sea, 2 – regression of the sea; 3 – abrasion zone; hydrogeological stage: 4 – elision; 5 – infiltration

бассейна. В центральной части бассейна (Карская, Антипаютинско-Тадебяхинская и Большехетская мегасинеклизы и Агапско-Енисейский желоб) глубины моря достигали 100 м, а соленость сингенетических вод могла достигать 30 г/дм³. В глубоководной части накапливались илы китербютской свиты, которая впоследствии стала одной из нефтематеринских толщ. Находки морской фауны (ростры белемнитов, двустворки, фораминиферы) подтверждают установление нормально-морского режима седиментации в регионе [66].

Низменная аккумулятивная равнина окаймляла тонкой полосой возвышенные денудационные равнины вдоль западного и восточного берегов бассейна и в целом имела те же очертания, что и в плинсбахе. В позднем тоаре – раннем аалене на северо-западе, за счет расширения зоны мелководья (до 25 м), сократилась площадь морского осадконакопления (25–100 м). В составе осадков в центральной части бассейна по-прежнему доминировала глинистая составляющая, а к бортам фиксировалось увеличение доли грубообломочной составляющей и появление пластов песчаников. Прибрежная и денудационная равнины также оставались в прежних границах. Во второй половине аалена и начале байоса происходили кратковременные повышения уровня моря и незначительные изменения климата, что не оказало влияния на гидрогеологическую историю.

В батском веке продолжилось прогибание арктических регионов Западной Сибири и увеличились периоды трансгрессии, но положение зон морской седиментации практически не изменилось. На севере региона зона мелководья расширилась за счет затопления низменной аккумулятивной равнины, окаймляющей борта бассейна. Продолжение обширной морской трансгрессии в келловейский век повлекло дальнейшее углубление морского бассейна, который занимал практически всю площадь Западно-Сибирской геосинеклизы, за исключением ее южных окраин. В это время в глубоководно-морских условиях накопились мощные глинистые толщи гольчихинской и яковлевской свит, которые являются региональными флюидопорами. Глубина моря в наиболее погруженной части достигала 400 м. Соленость вод бассейна достигала 35 г/дм³. В прибрежных зонах накапливались глинистые осадки [66], палеосоленость вод составляла 30–35 г/дм³ и возрастала роль магния в составе захоранивающихся вод. Небольшую по площади территорию занимала мелководная зона с глубиной моря до 25 м, шириной до 80 км, где формировались разнофациальные осадки из-за смены континентальных и прибрежно-морских обстановок, и захоранивались сингенетические Cl Na воды с минерализацией 5–15 г/дм³ и высоким содержанием HCO₃⁻ и Ca²⁺. Площадь зон континентального осадконакопления значительно сократилась, и остались только крутые берега бассейна, представленные возвышенной равниной и горами, являющимися внешней областью питания.

На границе оксфордского и келловейского веков трансгрессия сменилась регрессией, достигшей своего пика в середине оксфорда. Из-за обмеления бассейна в его центральной и южной частях начали накапливаться мощные песчаные пласты – оксфордский региональный резервуар (горизонт Ю₁), соответствующий проницаемой части верхнеюрского водоносного комплекса. На севере преобладали морские условия и образовывались преимущественно глинистые осадки гольчихинской свиты, богатые органическим веществом, с многочисленными остатками разнообразной морской фауны. Практически весь исследуемый регион был представлен зоной с глубинами 25–100 м, а соленость захораниваемых вод была близка к 20 г/дм³ (рис. 3). В позднеоксфордское-кимериджское время, из-за самой длительной юрской трансгрессии, расширились границы морского осадконакопления, а глубина бассейна на большей части территории стала достигать 200 м [66]. В волжское время (титон–ранний берриас) бассейн продолжал интенсивно прогибаться и трансгрессия достигла своего максимума в середине века. В регионе доминировал семиаридный климат, в континентальных обстановках преобладало химическое выветривание, а на шельфе накапливались органогенные и глинистые породы. Глинистые осадки бажендовской, гольчихинской, даниловской, тутлеймской и яновстанской свит, насыщенных органическим веществом (ОВ), кремнием и кальцием, образовывались при биогенном осадконакоплении из-за пенеппенизации рельефа [66]. На конец волжского времени в арктических районах ЗСАБ сформировался глубоководный бассейн с признаками сероводородного заражения (рис. 4), где палеосоленость вод достигала 35 г/дм³. В пределах Большехетской и Карской мегасинеклиз глубоководные впадины достигали 400 м, а минерализация вод вероятно достигала 38 г/дм³. На глубинах моря 100–200 м захоронялись талассогенные воды минерализацией до 20–30 г/дм³. Также сократилась зона с глубинами моря 25–100 м, а море с глубинами до 25 м занимало незначительную площадь, ширина которой порой не превышала 10 км. В областях континентального осадконакопления захоранивались пресные атмосферные HCO₃ Ca воды с минерализацией до 1–2 г/дм³.

В начале берриасского века при тектонических процессах, приведших к формированию горного рельефа и, как следствие, к преобладанию механического выветривания сформированных ранее пород. К концу берриаса в регионе доминировало море с глубиной 200–400 м. Морской бассейн в глубоководных частях имел близкую к океанической палеосоленость из-за своей связи с бореальными морями. В следствие продолжавшейся в валанжинский век регрессии, взявшей свое начало в конце волжского времени, в бассейне, ставшем асимметричным, увеличилась мелководная зона с глубинами до 25 м, а в прибрежной зоне захоронялись воды с доминированием в составе ионов Cl⁻ и Na⁺ при повышенном содержании Ca²⁺ и минерали-

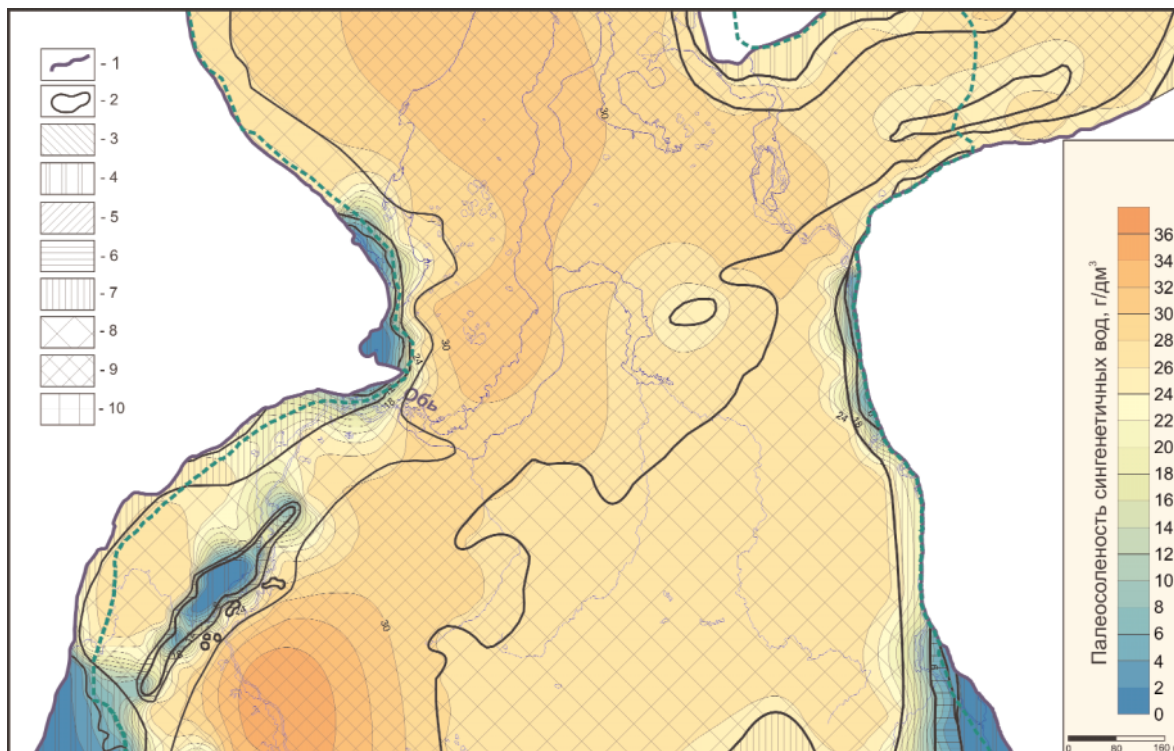


Рис. 3. Палеогидрогеохимическая карта на оксфордский век: 1 – граница юрского осадочного бассейна; 2 – граница палеогидрогеохимических зон; 3 – горы низкие, преобладают процессы инфильтрации пресных метеогенных вод с минерализацией до $0,5 \text{ г/дм}^3$ и с доминированием ионов HCO_3^- и Ca^{2+} ; 3 – равнина возвышенная, пресные и солоноватые инфильтрационные воды с минерализацией $0,5\text{--}1,5 \text{ г/дм}^3$ с преобладанием в составе ионов HCO_3^- и Ca^{2+} при повышенном содержании Cl^- и Na^+ ; 4 – равнина денудационно-аккумулятивная, пресные и солоноватые инфильтрационные воды с минерализацией $1,5\text{--}2,0 \text{ г/дм}^3$ с преобладанием в составе ионов HCO_3^- и Ca^{2+} при повышенном содержании Cl^- и Na^+ ; 5 – равнина низменная аккумулятивная, захоронение солоноватых вод с минерализацией $2,0\text{--}5,0 \text{ г/дм}^3$ и преобладанием в составе ионов Cl^- и Na^+ при повышенном содержании HCO_3^- и Ca^{2+} ; 6 – равнина прибрежная, сингенетичные солоноватые воды с минерализацией $5,0\text{--}15,0 \text{ г/дм}^3$ с преобладанием в составе ионов Cl^- и Na^+ при повышенном содержании ионов Mg^{2+} и Ca^{2+} ; 7 – мелкая часть шельфа, прибрежная зона и островная часть шельфа до 25 м, соленые талассогенные воды с минерализацией $15,0\text{--}20,0 \text{ г/дм}^3$ с преобладанием в составе ионов Cl^- и Na^+ при повышенном содержании ионов Mg^{2+} ; 8 – море, 25–200 м, соленые талассогенные воды с минерализацией $20,0\text{--}35,0 \text{ г/дм}^3$ с преобладанием в составе ионов Cl^- и Na^+ при повышенном содержании ионов Mg^{2+} ; 9 – глубокое море 200–400 м, соленые талассогенные воды с минерализацией $35,0\text{--}40,0 \text{ г/дм}^3$ с преобладанием в составе ионов Cl^- и Na^+ при повышенном содержании ионов Mg^{2+}

Fig. 3. Paleohydrogeochemical map for the Oxfordian age: 1 – the boundary of the Jurassic sedimentary basin; 2 – border of paleohydrogeochemical zones; 3 – low mountains, infiltration of fresh meteoric waters with mineralization up to $0,5 \text{ g/dm}^3$ dominates with prevalence of HCO_3^- and Ca^{2+} ions; 3 – elevated plain, fresh and brackish infiltrative waters with mineralization of $0,5\text{--}1,5 \text{ g/dm}^3$ with prevalence of HCO_3^- and Ca^{2+} ions in composition with increased content of Cl^- and Na^+ ; 4 – plain denudation-accumulative, fresh and brackish infiltrative waters with mineralization of $1,5\text{--}2,0 \text{ g/dm}^3$ with prevalence in composition of HCO_3^- and Ca^{2+} ions with increased content of Cl^- and Na^+ ; 5 – low plain accumulation, burial of brackish water with salinity of $2,0\text{--}5,0 \text{ g/dm}^3$ and predominance of elevated levels of HCO_3^- and Ca^{2+} in composition of Cl^- and Na^+ ions; 6 – coastal plain, syngenetic brackish waters with salinity of $5,0\text{--}15,0 \text{ g/dm}^3$ with predominance of Cl^- and Na^+ ions in composition with increased content of Mg^{2+} and Ca^{2+} ions; 7 – small part of the shelf, coastal zone and island part of the shelf up to 25 m, salted thalassogenic waters with salinity of $15,0\text{--}20,0 \text{ g/dm}^3$ with prevalence of Cl^- and Na^+ ions in composition with increased Mg^{2+} ion content; 8 – sea, 25–200 m, salted thalassogenic waters with mineralization of $20,0\text{--}35,0 \text{ g/dm}^3$ with prevalence of Cl^- and Na^+ ions in composition with increased content of Mg^{2+} ions; 9 – deep sea 200–400 m, salted thalassogenic waters with mineralization of $35,0\text{--}40,0 \text{ g/dm}^3$ with prevalence of Cl^- and Na^+ ions in composition with increased content of Mg^{2+} ions

зацией $5\text{--}15 \text{ г/дм}^3$. Зона обстановок глубоководного осадконакопления заметно уменьшилась и существовала в центральной части территории исследования. В готериве Западно-Сибирский бассейн претерпел значительное опреснение ввиду его обмеления из-за потери связи с бореальными морями [67]. В западной части Гыданского полуострова сохранилась глубоководная зона небольшой площади, а зона мелководья, занимавшая восточную часть региона, значительно увеличилась. В южной части региона доминировали обстановки прибрежной равнины, где захоронялись солоноватые хло-

ридные натриевые воды с минерализацией $2\text{--}5 \text{ г/дм}^3$ при повышенных содержаниях гидрокарбонат-иона и катионов кальция в составе. В течение баррема и сеномана при смене обстановок осадконакопления [67] происходили процессы опреснения инфильтрационных метеогенных вод (HCO_3Ca) с минерализацией до 2 г/дм^3 . С турона по кампан при трансгрессии в регионе доминировала зона мелководья, а на юго-западе, в более глубоководных частях бассейна, соленость вод достигала 15 г/дм^3 . В начале туронско-сerravalлийского гидрогеологического цикла в регионе доминировали

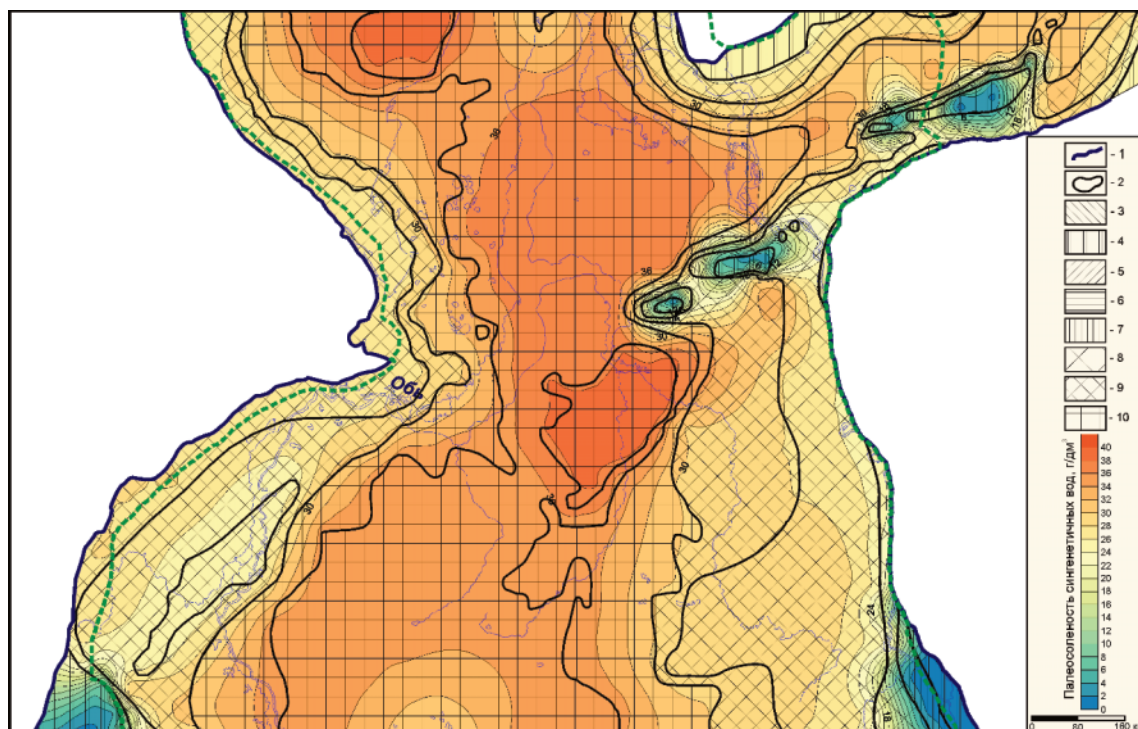


Рис. 4. Палеогидрогеохимическая карта на волжский век. Усл. обозначения см. на рис. 3

Fig. 4. Paleohydrogeochemical map for the Volgian age. For legend, see Fig. 3

мелководно-морские обстановки с глубинами моря до 100 м. Сингенетичные воды при позднекампанской регрессии были преимущественно инфильтрогенные, гидрокарбонатного кальциевого состава с минерализацией 2–5 г/дм³ и повышенным содержанием ионов натрия и хлора.

Современный химизм подземных вод отложений юры и мела арктических районов Западной Сибири является продуктом длительной эволюции системы «вода–порода–газ–ОВ». Рассмотрим подробнее изменение гидрогеохимии сингенетичных вод оксфордского регионального резервуара с момента захоронения до настоящего времени.

Сравнительный анализ гидрогеохимии верхнеюрских отложений с момента захоронения до наших дней

На формирование современного облика гидрогеохимического поля оксфордского регионального резервуара северных и арктических районов ЗСОБ оказали влияние процессы: 1) уплотнения осадков под действием геостатической нагрузки, сопровождающиеся отжатием физически-связанных вод; 2) термодегидратации глинистых минералов основных флюидоупоров при вхождении их в диапазон пластовых температур 100 °С и более и как следствие появление в гидрогеологическом разрезе литогенных (химически-связанных, возрожденных) вод низкой минерализации; 3) межпластовых перетоков из отложений палеозойского фундамента в зонах отсутствия триасовых отложений; 4) преобразования органического вещества основных нефтематеринских свит и нефтегазообразования и 5) взаимодействия в системе «вода–порода».

При сравнительном анализе захороненных сингенетичных вод оксфордского бассейна и данных по современной гидрогеохимии подземных вод установлены весьма значительные различия (рис. 5). Выявлены области положительных и отрицательных аномалий, в первую очередь по величине общей минерализации. Положительные аномалии характеризуются ростом общей минерализации изначально захороненных вод на 10 г/дм³ и более, а отрицательные аномалии – ее снижением на 15 г/дм³ и выше. В первом случае большинство аномалий приурочены к структурам Южно-Надымской (Известинское, Комсомольское, Вынгапуровское и другие месторождения) и Предъенисейской мегамоноклизы (Черничное и Термокарстовое месторождения). Отрицательные аномалии закономерно трассируют границу глинизации оксфордского регионального резервуара в центральных районах Надым-Тазовского междуречья, значительно расширяясь в северо-восточном направлении и захватывая практически всю территорию прилегающих районов Енисей-Хатангского регионального прогиба, а также охватывают центральные районы Красноселькупской и западные Предъенисейской мегамоноклизы (рис. 5).

Природа положительных аномалий связана с широко проявившимися процессами вертикальной разгрузки подземных вод нижне-среднеюрского и палеозойского водоносных комплексов в зонах тектонических нарушений, о чем мы писали ранее [58–61]. Так, в скважинах 45, 49 и 608 Губкинского месторождения подземные воды батского и оксфордского горизонтов схожи по содержанию брома,

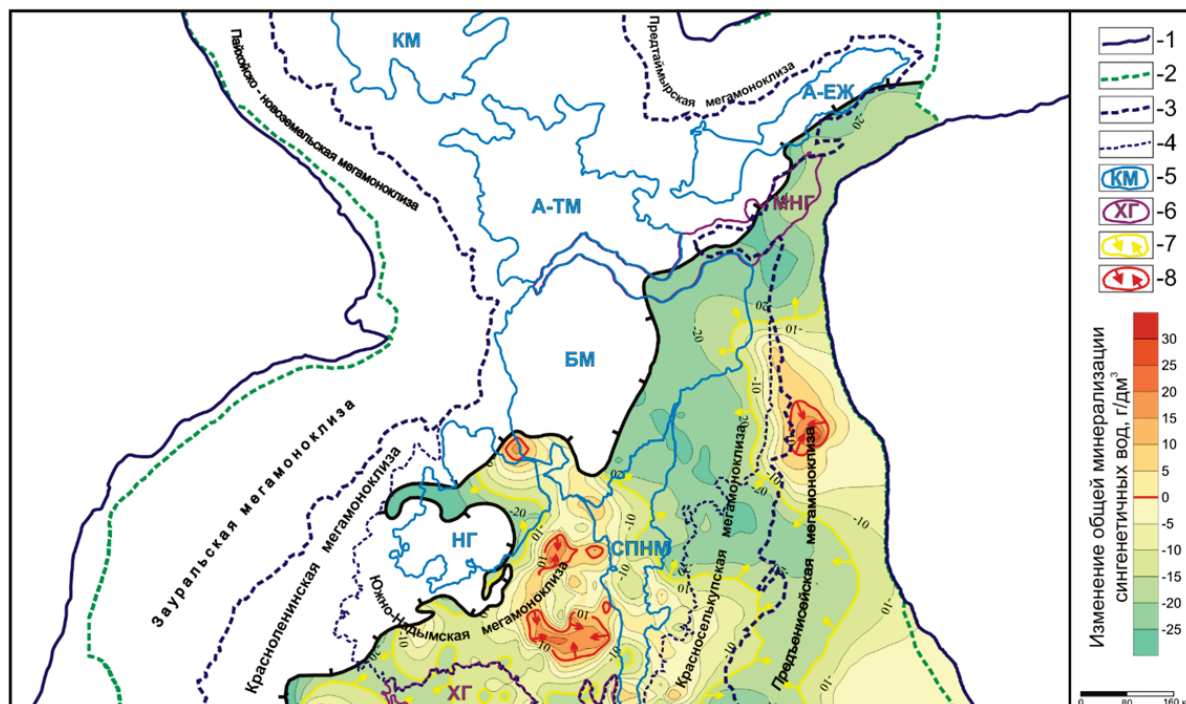


Рис. 5. Изменение величины общей минерализации сингенетических вод оксфордского регионального резервуара с момента захоронения до наших дней. Границы: 1 – Западно-Сибирского осадочного бассейна; 2 – юрского осадочного бассейна; 3 – Внутренней области и Внешнего пояса; 4 – Ямало-Карской депрессии; 5 – положительные тектонические элементы – структуры 0 порядка: КМ – Карская мегасинеклиза, А-ТМ – Антипайутинско-Тадеевская мегасинеклиза, А-ЕЖ – Агапско-Енисейский желоб, БМ – Большехетская мегасинеклиза, НГ – Надымская гемисинеклиза, СПНМ – Среднепурский наклонный мегажелоб; 6 – отрицательные тектонические элементы – структуры 0 порядка: МНГ – Мессояхская наклонная града, ХГ – Хантейская гемисинеклиза. Гидрогеохимические аномалии, связанные с процессом: 7 – термодегидратации глинистых минералов; 8 – разгрузки подземных вод ниже-среднеюрского и палеозойского водоносных комплексов

Fig. 5. Changes in the total mineralization of the syngenetic waters of the Oxford regional reservoir from the moment of burial to the present day. Borders: 1 – West Siberian sedimentary basin; 2 – Jurassic sedimentary basin; 3 – Inner region and Outer belt; 4 – Yamalo-Kara depression; Positive tectonic elements – structures of 0 order: KM – Kara megasyncline, A-TM – Antipayutinsko-Tadebeyakhskaya megasyncline, A-EЖ – Agapko-Yenisei trough, BM – Bolshekhetskaya megasyncline, НГ – Nadym hemisyncline, СПНМ – Srednepursky inclined megatrough Negative tectonic elements – structures of order 0: МНГ – Messoyakhskaya oblique ridge, ХГ – Hantei hemisyncline. Hydrogeochemical anomalies associated with the process: 7 – thermodehydration of clay minerals; 8 – groundwater discharge from the Lower Middle Jurassic and Paleozoic aquifer complexes

бора, йода и нефтяных кислот, а также по величине общей минерализации. Изучение распределения нормированных по хлору концентраций основных катионов (натрия, кальция, магния и калия) выявило закономерную смену химических типов подземных вод от наиболее соленых хлоридных натриевых к гидрокарбонатно-хлоридным натриевым. В этом же направлении происходит снижение степени метаморфизации подземных вод и их родства с морскими водами (рис. 6). Обширные области опреснения изучаемого резервуара (отрицательные аномалии) связаны с широким проявлением процессов термодегидратации глинистых минералов.

Как показано в работах [67, 68], с глубин около 2 км начинается дегидратация (отжатие межслоевой воды) глинистых минералов, которая проходит в несколько стадий. Д.Б. Шоу для более чем 2000 месторождений США рассчитал глубины и температуры дегидратации глин и установил, что глубины обезвоживания меняются в пределах 1280–4850 м, а температуры при этом варьируют в пределах

83–111°C [69]. Такой широкий интервал глубин в первую очередь связывается с разной величиной теплового потока на изучаемых месторождениях.

Учитывая результаты геотермических исследований осадочного чехла Западной Сибири, полученные Г.Д. Гинсбургом, А.Д. Дучковым, Ю.Г. Зиминим, А.Э. Конторовичем, В.А. Кошляком, Н.М. Кругликовым, А.Р. Курчиковым, Б.Ф. Маврицким, И.И. Нестеровым, Б.П. Ставицким, Э.Э. Фотиади, Г.А. Черменским и другими, и вытекающие из них модели геотемпературного поля, можно предполагать, что в пределах изучаемого региона элизонная геостатическая (литостатическая) система с глубины около 2–2,5 км, где начинают проявляться аномально-высокие пластовые давления (АВПД), приобретает черты термодегидратационной [58, 70].

Анализ напряженности гидродинамического поля в пределах оксфордского резервуара выявил наличие давлений: от нормальных на востоке до повышенных, переходящих в аномально высокие,

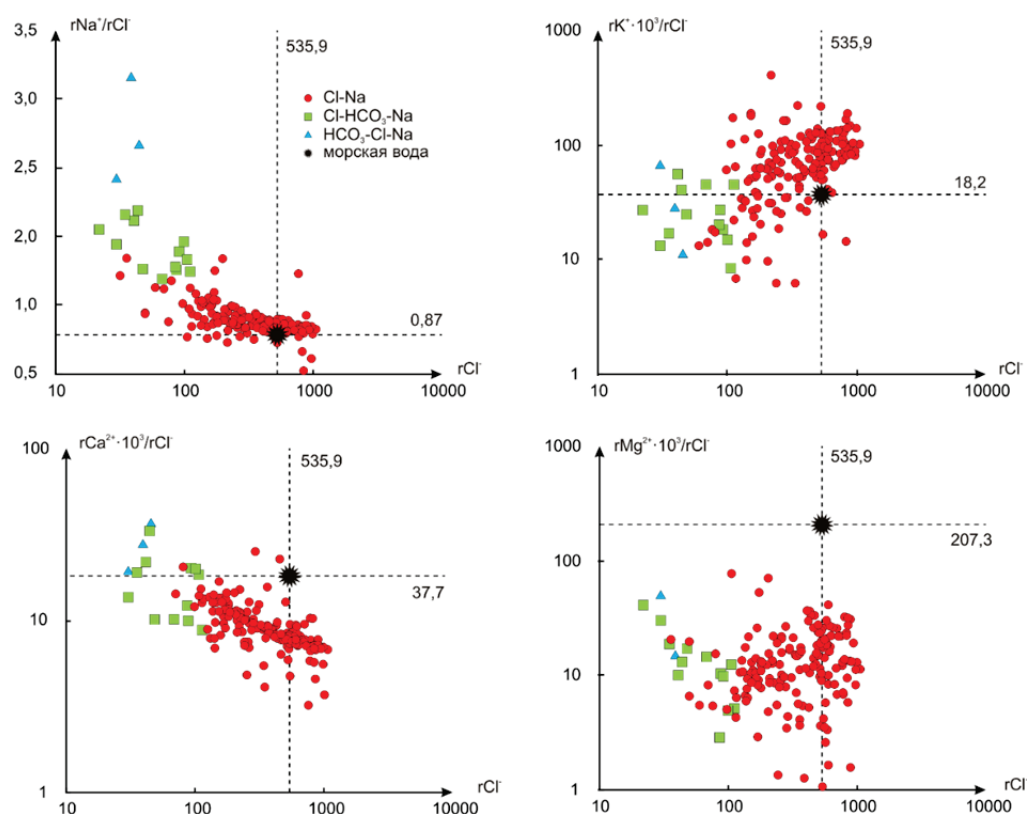


Рис. 6. Распределение содержаний натрия, калия, кальция и магния, нормированных по хлору к его концентрации в подземных водах оксфордского регионального резервуара северных и арктических районов ЗСОБ

Fig. 6. Distribution of sodium, potassium, calcium and magnesium contents, normalized by chlorine to its concentration in the groundwater of the Oxford regional reservoir of the northern and arctic regions of the WSSB

в западных и центральных районах Ямало-Карской депрессии. На фоне нормальных пластовых давлений в восточной области изучаемого региона в пределах Ютырмальского, Текто-Харампурского и Равнинного месторождений установлены гидродинамические аномалии с повышенными давлениями, что говорит о вертикальных перетоках из более глубоких горизонтов. Наличие зоны АВПД поблизости с границей распространения оксфордского регионального резервуара в западной и центральной частях Надым-Тазовского междуречья связано с элизионным типом режима в этой области [34]. Согласно нашим исследованиям, здесь элизионная геостатическая (литостатическая) водонапорная система приобретает черты термодегидратационной, поскольку пластовые температуры превышают $100^\circ C$ [58–66, 71, 72].

Как показали результаты палеогидрогеохимических реконструкций, состав подземных вод верхнеюрских отложений северных и арктических районов ЗСОБ был сформирован в осадочном бассейне, заполненном преимущественно седиментационными водами. На основе сравнения состава седиментогенных и морских вод установлено, что именно морские воды послужили источником для седиментогенных [8, 56]. Среди микрокомпонентов наибольшая степень концентрирования отме-

чается среди биогенных, таких как: I (89–387), NH_4 (99–110), SiO_2 (6–17), B (3–10) и Br (1–1,3) [58, 62]. Основными факторами формирования химического состава подземных вод следует считать процессы взаимодействия в системе «вода–порода–газ–ОВ» [58, 73, 74].

Заключение

Из вышесказанного можно сделать следующие выводы: 1) Преимущественно морской режим осадконакопления в мезозое господствовал в северных и арктических районах Западной Сибири до конца готеривского века и практически на протяжении всего верхнего мела, наиболее глубоководным бассейн был в волжское время. 2) Существенного изменения химического состава Арктического бассейна на границах триасового и юрского периодов не произошло. Фиксировались закономерные уменьшения концентраций калия и натрия и увеличение суммы кальция и магния. На рубеже средней и поздней юры из-за углубления бассейна минерализация сингенетических вод могла достигать $35\text{--}38 \text{ г/дм}^3$. 3) На основе анализа современной гидрогеохимии нефтегазоносных отложений с учетом палеогидрогеохимических реконструкций установлено, что в разрезе доминируют седиментогенные воды, в некоторых случаях разбавленные

инфильтрогенными, проникшими при регрессии морского бассейна, что хорошо согласуется с результатами последних палеогеографических построений на юрский и меловой периоды, выполненных в ИНГГ СО РАН под руководством академика А.Э. Конторовича [56, 57]. 4) Сравнительный анализ захороненных сингенетических вод оксфордского бассейна и данных по современной гидрогеохимии подземных вод верхнеюрского водоносного комплекса выявил весьма значительные различия. По величине общей минерализации выявлены области положительных и отрицательных аномалий. В первом случае большинство аномалий приурочены к структурам Южно-Надымской и Предъенисейской мегамоноклиз, где широко проявлены процессы вертикальной разгрузки подземных вод ниже-среднеюрского и палеозойского водоносных комплексов в зонах тектонических нарушений. Отрицательные аномалии закономерно трассируют границу глинизации оксфордского регионального резервуара в центральных районах Надым-Тазовского междуречья, значительно расширяясь в северо-восточном направлении и захватывая практически всю территорию прилегающих районов Енисей-Хатангского регионального про-

гиба, а также охватывают центральные районы Красноселькупской и западные Предъенисейской мегамоноклизы. Их природа связана с развитием процессов элизионного водообмена. Геостатическая (литостатическая) водонапорная система на глубинах 2–2,5 км переходит в термодегидратационную, что проявляется появлением АВПД. 5) За счет метаморфизма рассеянного органического вещества воды обогатились биогенными элементами (йод, бор, аммоний, фосфор и т. д.). По сравнению с морской водой у них отмечается наибольшая степень концентрирования: аммоний (99–110) и йод (89–387), средняя – бор (3–10) и кремнезем (6–17) и низкая – бром (1–1,3) [58, 70, 74]. 6) Системе «вода–порода–газ–органическое вещество» принадлежит ключевая роль в процессах формирования химического состава подземных вод нефтегазоносных отложений.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» и Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18–05–70074 «Ресурсы Арктики».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чирвинский П.Н. Палеогидрогеология // Проблемы современной геологии. – 1933. – Т. 3. – № 8. – С. 107–122.
2. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 353 с.
3. Карцев А.А., Вагин С.Б., Басков Е.А. Палеогидрогеология. – М.: Недра, 1969. – 152 с.
4. Грамберг И.С. Палеогидрогеохимия терригенных толщ. – Л.: Недра, 1973. – 172 с.
5. Никаноров А.М., Волобуев Г.П., Барцев О.Б. Палеогидрогеологические реконструкции нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1975. – 192 с.
6. Басков Е.А. Основы палеогидрогеологии рудных месторождений. – Л.: Недра, 1983. – 263 с.
7. Ходжакулиев Я.А., Абукова Л.А. Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 209 с.
8. Sadykova Y.V., Dultseva M.G. The role of paleohydrochemical factors in groundwater chemistry formation in oil-and-gas-bearing deposits of the northeastern Bol'shekhetskaya Megasyneclise // Water Resources. – 2017. – V. 44. – № 2. – P. 246–258.
9. Anadon P., Julia R. Hydrochemistry from Sr and Mg contents of ostracodes in Pleistocene lacustrine deposits, Baza Basin (SE Spain) // Hydrobiologia. – 1990. – № 197. – P. 291–303.
10. Bish D.L., Aronson J.L. Paleogeothermal and paleohydrologic conditions in silicic tuff from Yucca Mountain, Nevada // Clays Clay Miner. – 1993. – № 41. – P. 148–161.
11. Cheikh N.B., Zouari K., Abidi B. Geochemical and isotopic study of paleogroundwater salinization in southern Tunisia (Sfax basin) // Quat Int. – 2012. – V. 257. – P. 34–42.
12. Drake H., Tullborg E.L. Paleohydrogeological events recorded by stable isotopes, fluid inclusions and trace elements in fracture minerals in crystalline rock, Simpevarp area, SE Sweden // Appl Geochem. – 2009. – № 24. – P. 715–732.
13. Dublyansky Yu.V., Spötl C. Evidence for a hypogene paleohydrogeological event at the prospective nuclear waste disposal site Yucca Mountain, Nevada, USA, revealed by the isotope composition of fluid-inclusion water // Earth and Planetary Science Letters. – 2010. – № 289. – P. 583–594.
14. Oxygen isotope studies of illite/smectite and clinoptilolite from Yucca Mountain: implications for paleohydrologic conditions / X. Feng, A.M. Faia, G.G. Wolde, J.L. Aronson, M.A. Poage, C.P. Chamberlain // Earth Planet. Sci. Lett. – 1999. – № 171. – P. 95–106.
15. Forester R.M., Lowenstein T.K., Spencer R.J. An ostracode based paleolimnologic and paleohydrologic history of Death Valley: 200 to 0 ka // Geol. Soc. Am. Bull. – 2005. – № 117. – P. 1379–1386.
16. Paleohydrological and paleoenvironmental changes recorded in terrestrial sediments of the Paleocene-Eocene boundary (Normandy, France) / S. Garel, J. Schnyder, J. Jacob, C. Dupuis, M. Bousafir, C. Le Milbeau, J.-Y. Storme, A.I. Iakovleva, J. Yans, F. Baudin, C. Fléhoc, F. Quesnel // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 2013. – V. 376. – P. 184–199.
17. Palaeohydrological evolution of the late Cenozoic saline lake in the Qaidam Basin, NE Tibetan Plateau: Tectonic vs. climatic control / P. Guo, C. Liu, L. Huang, M. Yu, P. Wang, G. Zhang // Global and Planetary Change. – 2018. – V. 165. – P. 44–61.
18. Palaeohydrogeological insights from natural tracer profiles in aquitard porewater, Great Artesian Basin, Australia / G.A. Harrington, W.P. Gardner, B.D. Smerdon, M.J. Hendry // Water Resources Research. – 2013. – V. 49. – Iss. 7. – P. 4054–4070.
19. Paleohydrogeology of the Cretaceous sediments of the Williston Basin using stable isotopes of water / M.J. Hendry, S.L. Barbour, K. Novakowski, L.I. Wassenaar // Water Resources Research. – 2013. – V. 49. – P. 4580–4592.
20. Linkages between Holocene paleoclimate and paleohydrogeology preserved in a Yucatan underwater cave / P.J. Hengstun, E.G. Reinhardt, P.A. Beddows, J.J. Gabriel // Quaternary Science Reviews. – 2010. – № 29. – P. 2788–2798.
21. Hill C.L., Schild R. Paleohydrology and paleoenvironments at Bir Sahara: Pleistocene lithostratigraphy and sedimentology in the southern Egyptian Sahara // Journal of African Earth Sciences. – 2017. – V. 136. – P. 201–215.
22. Epigenetic dolomitization and iron mineralization along faults and

- their possible relation to the paleohydrology of southern Israel / S. Ilani, E. Rosenthal, J. Kronfeld, A. Flexer // *Appl Geochem.* – 1988. – № 3. – P. 487–498.
23. Bromine and stable isotopic profiles of formation waters from potash mine-shafts, Saskatchewan, Canada / G.K.S. Jensen, B.J. Rostrom, M.J.M. Duke, C. Holmden // *Journal of Geochemical Exploration.* – 2006. – № 89. – P. 170–173.
 24. Paleohydrogeological and thermal events recorded by fluid inclusions and stable isotopes of diagenetic minerals in Lower Cretaceous sandstones, offshore Nova Scotia, Canada / A. Karim, J.J. Hanley, G. Pe-Piper, D.J.W. Piper // *AAPG Bulletin.* – 2012. – Iss. 6. – P. 1147–1169.
 25. Khan Z.A., Tewari R.C. Paleochannel and paleohydrology of a Middle Siwalik (Pliocene) fluvial system, northern India // *Journal of Earth System Science.* – 2011. – V. 120. – Iss. 3. – P. 531–543.
 26. Fracture-controlled paleohydrogeology in a basement-cored, fault-related fold: Sheep Mountain Anticline, Wyoming, United States / N. Beaudoin, N. Bellahsen, O. Lacombe, L. Emmanuel // *Geochem. Geophys. Geosyst.* – 2011. – V. 12. – № 6. – № Q06011.
 27. Kraemer T.F., Wood W.W., Sanford W.E. Distinguishing seawater from geologic brine in saline coastal groundwater using radium-226; an example from the Sabkha of the UAE // *Chemical Geology.* – 2014. – № 371. – P. 1–8.
 28. Paleohydrologic response to continental warming during the Paleocene-Eocene Thermal Maximum, Bighorn Basin, Wyoming / M.J. Kraus, F.A. McInerney, S.L. Wing, R. Secord, A.A. Baczynski, J.I. Bloch // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology.* – 2013. – V. 370. – P. 196–208.
 29. Li Y., Wang Y., Deng A. Paleoclimate record and paleohydrogeological analysis of travertine from the Niangziguan Karst Springs, northern China // *Science in China.* – 2001. – V. 44. – P. 114–118.
 30. High-resolution palaeohydrological reconstruction of central Italy during the Holocene / M. Marchegiano, A. Francke, E. Gliozzi, B. Wagner, D. Ariztegui // *Holocene.* – 2019. – V. 29 (3). – P. 481–492.
 31. Paleoenvironmental and paleohydrochemical conditions of dolomite formation within a saline wetland in arid northwest Australia / C.C. Mather, G. Skrzypek, S. Dogramaci, P.F. Grierson // *Quaternary Science Reviews.* – 2018. – V. 185. – P. 172–188.
 32. Milodowski A.E., Bath A., Norris S. Palaeohydrogeology using geochemical, isotopic and mineralogical analyses: Salinity and redox evolution in a deep groundwater system through Quaternary glacial cycles // *Applied Geochemistry.* – 2018. – V. 97. – P. 40–60.
 33. Geochronology of late Pleistocene to Holocene speleothems from central Texas: implications for regional paleoclimate / M. Musgrove, J.L. Banner, L.E. Mack, D.M. Combs, E.W. James, H. Cheng, R.L. Edwards // *Geol. Soc. Am. Bull.* – 2001. – № 113. – P. 1532–1543.
 34. Chemical evolution of saline waters in the Jordan-Dead Sea transform and in adjoining areas / P. Møller, E. Rosenthal, S. Geyer, A. Flexer // *Int J Earth Sci (Geol Rundsch).* – 2007. – № 96. – P. 541–566.
 35. U-Pb ages of secondary silica at Yucca Mountain, Nevada: implications for the paleohydrology of the unsaturated zone / L.A. Neymark, Y.V. Amelin, J.B. Paces, Z.E. Peterman // *Appl. Geochem.* – 2002. – № 17. – P. 709–734.
 36. Major hydrological regime change along the semiarid western coast of South America during the early Holocene / C. Ortega, G. Vargas, J.A. Rutilant, D. Jackson, C. M?ndez // *Quaternary Research (United States).* – 2012. – V. 78. – Iss. 3. – P. 513–527.
 37. Limited hydrologic response to Pleistocene climate change in deep vadose zones – Yucca Mountain, Nevada / J.B. Paces, L.A. Neymark, J.F. Whelan, J.L. Wooden, S.P. Lund, B.D. Marshall // *Earth and Planetary Science Letters.* – 2010. – № 300. – P. 287–298.
 38. Paces J.B., Whelan J.F. The paleohydrology of unsaturated and saturated zones at Yucca Mountain, Nevada, and vicinity // *Memoir of the Geological Society of America.* – 2012. – V. 209. – P. 219–276.
 39. Improving paleohydrological and diagenetic reconstructions in calcite veins and breccia of a sedimentary basin by combining $\Delta 47$ temperature, $\delta 18\text{O}$ water and U-Pb age / M. Pagel, M. Bonifacie, D.A. Schneider, C. Gautheron, B. Brigaud, D. Calmels, A. Cros, B. Saint-Bezar, P. Landrein, C. Sutcliffe, D. Davis, C. Chaduteau // *Chemical Geology.* – 2018. – V. 481. – P. 1–17.
 40. Quade J., Forester R.M., Whelan J.F. Late Quaternary paleohydrologic and paleotemperature change in southern Nevada // *Paleoenvironments and Paleohydrology of the Mojave and Southern Great Basin Deserts: Geol. Soc. of Amer. Spec. Paper.* – 2003. – № 368. – P. 165–188.
 41. Rosenthal E., Flexer A., Möller P. The paleoenvironment and the evolution of brines in the Jordan-Dead Sea transform and in adjoining areas // *Int J Earth Sci.* – 2006. – № 95. – P. 725–740.
 42. Rosenthal E., Jones B.F., Weinberger G. The chemical evolution of Kurnub Group paleowater in the Sinai-Negev province – a mass balance approach // *Appl. Geochem.* – 1998. – № 27. – P. 3–17.
 43. Stable isotope paleohydrology and chemostratigraphy of the Albian Wayan Formation from the wedge-top depozone, North American Western Interior Basin / J.B. Ross, G.A. Ludvigson, A. Möller, L.A. Gonzalez, J.D. Walker // *Science China Earth Sciences.* – 2017. – V. 60. – Iss. 1. – P. 44–57.
 44. Sadofsky S. J., Bebout G. E. Field and isotopic evidence for fluid mobility in the Franciscan complex: forearc paleohydrogeology to depths of 30 kilometers // *International Geology Review.* – 2004. – V. 46. – № 12. – P. 1053–1088.
 45. A hydrogeologic model of stratiform copper mineralization in the Midcontinent Rift System, Northern Michigan, USA / J.B. Swenson, M. Person, J.P. Raffensperger, W.F. Cannon, L.G. Woodruff, M.E. Berndt // *Geofluids.* – 2004. – № 4. – P. 1–22.
 46. Veizer J., Prokoph A. Temperatures and oxygen isotopic composition of Phanerozoic oceans // *Earth-Science Reviews.* – 2015. – № 146. – P. 92–104.
 47. Wallin B., Peterman Z. Calcite fracture fillings as indicators of paleohydrology at Laxemar at the Äspö Hard Rock Laboratory, southern Sweden // *Appl Geochem.* – 1999. – № 14. – P. 953–962.
 48. Constraining the inferred paleohydrologic evolution of a deep unsaturated zone in the Amargosa Desert / M.A. Walvoord, D.A. Stonestrom, B.J. Andraski, R.G. Striegl // *Vadose Zone J.* – 2004. – № 3. – P. 502–512.
 49. Yousif M., Henselowsky F., Bubenzer O. Palaeohydrology and its impact on groundwater in arid environments: Gebel Duwi and its vicinities, Eastern Desert, Egypt // *Catena.* – 2018. – V. 171. – P. 29–43.
 50. Comprasion of carbonate C and O stable isotope records across the Jurassic/Cretaceous boundary in the Tethyan and Boreal Realms / K. Zak, M. Kostak, O. Man, V.A. Zakharov, M.A. Rogov, P. Pruner, J. Rohovec, O.S. Dzyuba, M. Mazuch // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology.* – 2011. – № 299. – P. 83–96.
 51. Палеогидрогеохимия верхнеюрских отложений арктических районов Западной Сибири / Я.В. Садыкова, Д.А. Новиков, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев // *Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием).* – Новосибирск, ИИГТ СО РАН, 2018. – С. 412–417.
 52. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F. Paleohydrogeochemistry of the Upper Jurassic Deposits of the Arctic Regions of the West Siberian Megabasin // *Journal of Physics: Conference Series.*

- es. – 2019. – V. 1172 (1). – № 012094.
53. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
54. Конторович А.Э. Пути освоения ресурсов нефти и газа российского сектора Арктики // Вестник Российской Академии Наук. – 2015. – Т. 85. – № 5–6. – С. 420–430.
55. Карцев А.А., Абукова Л.А., Абрамова О.П. Словарь по нефтегазовой гидрогеологии. – М.: ГЕОС, 2015. – 304 с.
56. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – Р. 972–1012.
57. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А.Э. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин, В.А. Конторович, Н.К. Лебедева, Б.Л. Никитенко, Н.И. Попова, Б.Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 2014. – V. 55. – № 5–6. – Р. 745–776.
58. Шварцев С.Л., Новиков Д.А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 8. – С. 1008–1020.
59. Новиков Д.А., Лепокуров А.В. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии // Геология нефти и газа. – 2005. – № 5. – С. 24–33.
60. Новиков Д.А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8. – № 4. – С. 881–901.
61. Кох А.А., Новиков Д.А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. – 2014. – Т. 41. – № 4. – С. 375–385.
62. Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – V. 8. – № 10. – P. 8703–8719.
63. Новиков Д.А., Вакуленко Л.Г., Ян П.А. Особенности латеральной гидрогеохимической и аутигенно-минералогической зональности оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 6. – С. 843–859.
64. Novikov D.A. Chemical equilibrium of groundwater with minerals of the host rocks in Upper Jurassic sediments (Arctic regions of Western Siberia) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01037.
65. Novikov D.A. Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – V. 193 (1). – № 012049.
66. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятов, В.И. Ильина, С.В. Меледина, Е.А. Гайдебурова, О.С. Дзюба, А.М. Казаков, Н.К. Могучева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.
67. Burst J.F. Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration // AAPG Bulletin. – 1969. – V. 53. – № 1. – P. 73–93.
68. Perry E.A., Jr., Hower J. Late-stage dehydration in deeply buried politic sediments // AAPG Bulletin. – 1972. – V. 56. – № 10. – P. 2013–2021.
69. Shaw D.B., Weaver C.E. The mineralogical composition of shales // Journal of Sediment Research. – 1965. – V. 35. – № 1. – P. 213–222.
70. Новиков Д.А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях п-ова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 16–21.
71. Новиков Д.А. Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии // Литология и полезные ископаемые. – 2019. – № 3. – С. 248–261.
72. Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Abnormally high formation pressures in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – V. 193 (1). – № 012050.
73. Шварцев С.Л. Взаимодействие в системе вода-порода как новая база для развития гидрогеологии // Тихоокеанская геология. – 2008. – Т. 27. – № 6. – С. 5–16.
74. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – V. 44. – № 5. – P. 780–788.

Поступила 25.01.2019 г.

Информация об авторах

Новиков Д.А., кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии Новосибирского национального исследовательского государственного университета.

Черных А.В., младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Садыхова Я.В., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Дульцев Ф.Ф., младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Хилько В.А., младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Юрчик И.И., кандидат геолого-минералогических наук, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

UDC 556.3(571.1)

EVOLUTION OF HYDROGEOCHEMICAL FIELD OF NORTH AND ARCTIC REGIONS OF THE WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN IN THE MESOZOIC

Dmitry A. Novikov^{1,2},
NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Anatoliy V. Chernykh¹,
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Yana V. Sadykova¹,
SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

Fedor F. Dultsev¹,
DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Vasilina A. Khilko¹,
KhilkoVA@ipgg.sbras.ru

Irina I. Yurchik¹,
YurchikII@ipgg.sbras.ru

¹ Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB of RAS,
3/6, Koptuyug Avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

² Novosibirsk State University,
1, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance of the work is in identification of fundamental role of paleohydrogeological factors in the evolution of the hydrogeochemical field in the Mesozoic of the West Siberian sedimentary basin northern and arctic regions. For the first time, the paper proposes the mechanism explaining their contribution to formation of hydrogeochemical anomalies in the Oxford reservoir (Upper Jurassic aquiferous complex) of the studied region, where hydrogeochemical inversion is widely developed.

The aim of the research is to identify the features of composition of syngenetic waters disposed together with the sediment in the expelled and infiltration stages of a sedimentary basin on the basis of established cycling hydrogeological history of the West Siberian sedimentary basin northern and arctic regions; to carry out the comparative analysis of the current and syngenetic waters and determine the nature of hydrogeochemical anomalies.

Methods. The methods developed by A.A. Kartseva, S.B. Vagina, E.A. Baskov and other researchers on paleohydrogeological reconstructions of sedimentary basins were used. The periodization of hydrogeological history was carried out, with identification of the main hydrogeological cycles (with the infiltration and elision stages). Paleohydrogeochemical studies on the Arctic regions of the West Siberian sedimentary basin were carried out for the Jurassic-Cretaceous section using the methodology for reconstructing the salt composition of the waters of ancient marine and alluvial basins, paleogeographic maps and hydrogeochemical database of Siberian sedimentary basins.

Results. The paper introduces the results of paleohydrogeological reconstructions of the West Siberian sedimentary basin northern and arctic regions. It was established that sedimentary waters dominate in the hydrogeological section of the studied region, in some cases diluted with infiltrogenic waters that have penetrated during the regression of the sea basin. A comparative analysis of buried syngenetic waters of the Oxford basin and data on modern hydrogeochemistry of groundwater revealed a number of negative and positive anomalies. Negative anomalies naturally trace the clay boundary of the Oxford regional reservoir and are associated with the development of water exchange elision. The geostatic (lithostatic) water-pressure system at a depth of 2–2,5 km goes into thermo-dehydration, which is accompanied by abnormally high reservoir pressure and the appearance of fresh chemically-bound water in the water-pressure system. Most of the positive anomalies are confined to the structures of the South Nadym and Predisenyskoy mega-monocline, where the processes of vertical unloading of groundwater of the Lower Middle Jurassic and Paleozoic aquiferous complexes in the zones of tectonic disturbances are widely manifested. The water-rock-gas-organic matter system plays a key role in formation of groundwater chemical composition in oil and gas deposits.

Key words:

Hydrogeological cycle, paleohydrogeochemistry, infiltration, elision, hydrogeochemistry, Oxford regional reservoir, Western Siberia, Arctic region.

The research was financially supported by the FSR № 0331–2019–0025 «Geochemistry, origin and mechanisms of formation of groundwater composition in Arctic regions of Siberian sedimentary basin» and the Russian Foundation for Basic Research (project № 18–05–70074 Resources of Arctic).

REFERENCES

1. Chirvinskiy P.N. Paleogidrogeologiya [Paleohydrogeology]. *Problemy sovremennoy geologii*, 1933, vol. 3, no. 8, pp. 107–122.
2. Kartsev A.A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil and gas fields]. Moscow, Gostoptekhzdat Publ., 1963. 353 p.

3. Kartsev A.A., Vagin S.B., Baskov E.A. *Paleogidrogeologiya* [Paleohydrogeology]. Moscow, Nedra Publ., 1969. 152 p.
4. Gramberg I.S. *Paleogidrogeokhimiya terrigennykh tolshch* [Paleohydrogeochemistry of terrigenous strata]. Leningrad, Nedra Publ., 1973. 172 p.
5. Nikanorov A.M., Volobuev G.P., Bartsev O.B. *Paleogidrogeologicheskiye rekonstruktsii neftegazonosnykh basseynov* [Paleohydrogeological reconstructions of oil and gas basins]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 192 p.
6. Baskov E.A. *Osnovy paleogidrogeologii rudnykh mestorozhdeniy* [Basics of paleohydrogeology of ore deposits]. Leningrad, Nedra Publ., 1983. 263 p.
7. Khodzhaikuliev Ya.A., Abukova L.A. *Paleogidrogeologicheskie issledovaniya pri poiskakh nefti i gaza* [Paleohydrogeological studies in the search for oil and gas]. Moscow, Nedra publ., 1985. 209 p.
8. Sadykova Y.V., Dultseva M.G. The role of paleohydrochemical factors in groundwater chemistry formation in oil-and-gas-bearing deposits of the northeastern Bolshekhetskaya Megasyneclise. *Water Resources*, 2017, vol. 44, no. 2, pp. 246–258.
9. Anadon P., Julia R. Hydrochemistry from Sr and Mg contents of ostracodes in Pleistocene lacustrine deposits, Baza Basin (SE Spain). *Hydrobiologia*, 1990, no. 197, pp. 291–303.
10. Bish D.L., Aronson J.L. Paleogeothermal and paleohydrologic conditions in silicic tuff from Yucca Mountain, Nevada. *Clays Clay Miner*, 1993, no. 41, pp. 148–161.
11. Cheikh N.B., Zouari K., Abidi B. Geochemical and isotopic study of paleogroundwater salinization in southern Tunisia (Sfax basin). *Quat Int*, 2012, vol. 257, pp. 34–42.
12. Drake H., Tullborg E.L. Paleohydrogeological events recorded by stable isotopes, fluid inclusions and trace elements in fracture minerals in crystalline rock, Simpevarp area, SE Sweden. *Appl Geochem*, 2009, no. 24, pp. 715–732.
13. Dublyansky Yu.V., Spötl C. Evidence for a hypogene paleohydrogeological event at the prospective nuclear waste disposal site Yucca Mountain, Nevada, USA, revealed by the isotope composition of fluid-inclusion water. *Earth and Planetary Science Letters*, 2010, no. 289, pp. 583–594.
14. Feng X., Faiia A.M., Wolde G.G., Aronson J.L., Poage M.A., Chamberlain C.P. Oxygen isotope studies of illite/smectite and clinoptilolite from Yucca Mountain: implications for paleohydrologic conditions. *Earth Planet. Sci. Lett*, 1999, no. 171, pp. 95–106.
15. Forester R.M., Lowenstein T.K., Spencer R.J. An ostracode based paleolimnologic and paleohydrologic history of Death Valley: 200 to 0 ka. *Geol. Soc. Am. Bull*, 2005, no. 117, pp. 1379–1386.
16. Garel S., Schnyder J., Jacob J., Dupuis C., Boussafir M., Le Milbeau C., Storme J.-Y., Iakovleva A.I., Yans J., Baudin F., Fléhoc C., Quesnel F. Paleohydrological and paleoenvironmental changes recorded in terrestrial sediments of the Paleocene-Eocene boundary (Normandy, France). *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2013, vol. 376, pp. 184–199.
17. Guo P., Liu C., Huang L., Yu M., Wang P., Zhang G. Paleohydrological evolution of the late Cenozoic saline lake in the Qaidam Basin, NE Tibetan Plateau: Tectonic vs. climatic control. *Global and Planetary Change*, 2018, vol. 165, pp. 44–61.
18. Harrington G.A., Gardner W.P., Smerdon B.D., Hendry M.J. Palaeohydrogeological insights from natural tracer profiles in aquitard porewater, Great Artesian Basin, Australia. *Water Resources Research*, 2013, vol. 49, Iss. 7, pp. 4054–4070.
19. Hendry M.J., Barbour S.L., Novakowski K., Wassenaar L.I. Paleohydrogeology of the Cretaceous sediments of the Williston Basin using stable isotopes of water. *Water Resources Research*, 2013, vol. 49, pp. 4580–4592.
20. Hengstum P.J., Reinhardt E.G., Beddows P.A., Gabriel J.J. Linkages between Holocene paleoclimate and paleohydrogeology preserved in a Yucatan underwater cave. *Quaternary Science Reviews*, 2010, no. 29, pp. 2788–2798.
21. Hill C.L., Schild R. Paleohydrology and paleoenvironments at Bir Sahara: Pleistocene lithostratigraphy and sedimentology in the southern Egyptian Sahara. *Journal of African Earth Sciences*, 2017, vol. 136, pp. 201–215.
22. Ilani S., Rosenthal E., Kronfeld J., Flexer A. Epigenetic dolomitization and iron mineralization along faults and their possible relation to the paleohydrology of southern Israel. *Appl Geochem*, 1988, no. 3, pp. 487–498.
23. Jensen G.K.S., Rostrom B.J., Duke M.J.M., Holmden C. Bromine and stable isotopic profiles of formation waters from potash mine-shafts, Saskatchewan, Canada. *Journal of Geochemical Exploration*, 2006, no. 89, pp. 170–173.
24. Karim A., Hanley J.J., Pe-Piper G., Piper D.J.W. Paleohydrogeological and thermal events recorded by fluid inclusions and stable isotopes of diagenetic minerals in Lower Cretaceous sandstones, offshore Nova Scotia, Canada. *AAPG Bulletin*, 2012, Iss. 6, pp. 1147–1169.
25. Khan Z.A., Tewari R.C. Paleochannel and paleohydrology of a Middle Siwalik (Pliocene) fluvial system, northern India. *Journal of Earth System Science*, 2011, vol. 120, Iss. 3, pp. 531–543.
26. Beaudoin N., Bellahsen N., Lacombe O., Emmanuel L. Fracture-controlled paleohydrogeology in a basement-cored, fault-related fold: Sheep Mountain Anticline, Wyoming, United States. *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 2011, vol. 12, no. 6, no. Q06011.
27. Kraemer T.F., Wood W.W., Sanford W.E. Distinguishing seawater from geologic brine in saline coastal groundwater using radium-226; an example from the Sabkha of the UAE. *Chemical Geology*, 2014, no. 371, pp. 1–8.
28. Kraus M.J., McInerney F.A., Wing S.L., Secord R., Baczynski A.A., Bloch J.I. Paleohydrologic response to continental warming during the Paleocene-Eocene Thermal Maximum, Bighorn Basin, Wyoming. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2013, vol. 370, pp. 196–208.
29. Li Y., Wang Y., Deng A. Paleoclimate record and paleohydrogeological analysis of travertine from the Niangziguan Karst Springs, northern China. *Science in China*, 2001, vol. 44, pp. 114–118.
30. Marchegiano M., Francke A., Gliozzi E., Wagner B., Ariztegui D. High-resolution palaeohydrological reconstruction of central Italy during the Holocene. *Holocene*, 2019, vol. 29 (3), pp. 481–492.
31. Mather C.C., Skrzypek G., Dogramaci S., Grierson P.F. Paleoenvironmental and paleohydrochemical conditions of dolomite formation within a saline wetland in arid northwest Australia. *Quaternary Science Reviews*, 2018, vol. 185, pp. 172–188.
32. Milodowski A.E., Bath A., Norris S. Palaeohydrogeology using geochemical, isotopic and mineralogical analyses: Salinity and redox evolution in a deep groundwater system through Quaternary glacial cycles. *Applied Geochemistry*, 2018, vol. 97, pp. 40–60.
33. Musgrove M., Banner J.L., Mack L.E., Combs D.M., James E.W., Cheng H., Edwards R.L. Geochronology of late Pleistocene to Holocene speleothems from central Texas: implications for regional paleoclimate. *Geol. Soc. Am. Bull*, 2001, no. 113, pp. 1532–1543.
34. Möller P., Rosenthal E., Geyer S., Flexer A. Chemical evolution of saline waters in the Jordan-Dead Sea transform and in adjoining areas. *Int J Earth Sci (Geol Rundsch)*, 2007, no. 96, pp. 541–566.
35. Neymark L.A., Amelin Y.V., Paces J.B., Peterman Z.E. U–Pb ages of secondary silica at Yucca Mountain, Nevada: implications for the paleohydrology of the unsaturated zone. *Appl. Geochem*, 2002, no. 17, pp. 709–734.
36. Ortega C., Vargas G., Rutllant J.A., Jackson D., Méndez C. Major hydrological regime change along the semiarid western coast of South America during the early Holocene. *Quaternary Research (United States)*, 2012, vol. 78, Iss. 3, pp. 513–527.
37. Paces J.B., Neymark L.A., Whelan J.F., Wooden J.L., Lund S.P., Marshall B.D. Limited hydrologic response to Pleistocene climate change in deep vadose zones – Yucca Mountain, Nevada. *Earth and Planetary Science Letters*, 2010, no. 300, pp. 287–298.

38. Paces J.B., Whelan J.F. The paleohydrology of unsaturated and saturated zones at Yucca Mountain, Nevada, and vicinity. *Memoir of the Geological Society of America*, 2012, vol. 209, pp. 219–276.
39. Pagel M., Bonifacie M., Schneider D.A., Gautheron C., Brigaud B., Calmels D., Cros A., SaintBezar B., Landrein P., Sutcliffe C., Davis D., Chaduteau C. Improving paleohydrological and diagenetic reconstructions in calcite veins and breccia of a sedimentary basin by combining $\Delta 47$ temperature, $\delta 18\text{O}$ water and U-Pb age. *Chemical Geology*, 2018, vol. 481, pp. 1–17.
40. Quade J., Forester R.M., Whelan J.F. Late Quaternary paleohydrologic and paleotemperature change in southern Nevada. *Paleoenvironments and Paleohydrology of the Mojave and Southern Great Basin Deserts: Geol. Soc. of Amer. Spec. Paper*, 2003, no. 368, pp. 165–188.
41. Rosenthal E., Flexer A., Möller P. The paleoenvironment and the evolution of brines in the Jordan-Dead Sea transform and in adjoining areas. *Int J Earth Sci*, 2006, no. 95, pp. 725–740.
42. Rosenthal E., Jones B.F., Weinberger G. The chemical evolution of Kurnub Group paleowater in the Sinai-Negev province – a mass balance approach. *Appl. Geochem*, 1998, no. 27, pp. 3–17.
43. Ross J.B., Ludvigson G.A., Miller A., Gonzalez L.A., Walker J.D. Stable isotope paleohydrology and chemostratigraphy of the Albian Wayan Formation from the wedge-top depozone, North American Western Interior Basin. *Science China Earth Sciences*, 2017, vol. 60, Iss. 1, pp. 44–57.
44. Sadofsky S.J., Bebout G.E. Field and isotopic evidence for fluid mobility in the franciscan complex: forearc paleohydrogeology to depths of 30 kilometers. *International Geology Review*, 2004, vol. 46, no. 12, pp. 1053–1088.
45. Swenson J.B., Person M., Raffensperger J.P., Cannon W.F., Woodruff L.G., Berndt M.E. A hydrogeologic model of stratiform copper mineralization in the Midcontinent Rift System, Northern Michigan, USA. *Geofluids*, 2004, no. 4, pp. 1–22.
46. Veizer J., Prokoph A. Temperatures and oxygen isotopic composition of Phanerozoic oceans. *Earth-Science Reviews*, 2015, no. 146, pp. 92–104.
47. Wallin B., Peterman Z. Calcite fracture fillings as indicators of paleohydrology at Laxemar at the Äspö Hard Rock Laboratory, southern Sweden. *Appl Geochem*, 1999, no. 14, pp. 953–962.
48. Walvoord M.A., Stonestrom D.A., Andraski B.J., Striegl R.G. Constraining the inferred paleohydrologic evolution of a deep unsaturated zone in the Amargosa Desert. *Vadose Zone J*, 2004, no. 3, pp. 502–512.
49. Yousif M., Henselowsky F., Bubenzer O. Palaeohydrology and its impact on groundwater in arid environments: Gebel Duwi and its vicinities, Eastern Desert, Egypt. *Catena*, 2018, vol. 171, pp. 29–43.
50. Zak K., Kostak M., Man O., Zakharov V.A., Rogov M.A., Pruner P., Rohovec J., Dzyuba O.S., Mazuch M. Comprasion of carbonate C and O stable isotope records across the Jurassic/Cretaceous boundary in the Tethyan and Boreal Realms. *Palaeogeography, Paleoclimatology, Palaeoecology*, 2011, no. 299, pp. 83–96.
51. Sadykova Ya.V., Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F. Paleogidrogokhimiya verkhneyurskikh otlozheniy arkticheskikh rayonov Zapadnoy Sibiri [Paleohydrogeochemistry of the Upper Jurassic deposits of the Arctic regions of Western Siberia]. *Podzemnye vody Vostoka Rossii. Materialy Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XXII Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dalnego Vostoka s mezhdunarodnym uchastiyem)* [Groundwaters of Eastern Russia. Materials of the All-Russian Conference on Groundwaters of Eastern Russia (XXII Meeting of Groundwaters of Siberia and the Far East with international participation)]. Novosibirsk, IPGG SB RAS, 2018. pp. 412–417.
52. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F. Paleohydrogeochemistry of the Upper Jurassic Deposits of the Arctic Regions of the West Siberian Megabasin. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1172 (1), no. 012094.
53. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ervye Yu.G. *Geologiya nefi i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 680 p.
54. Kontorovich A.E. Ways of development of oil and gas resources of the Russian sector of the Arctic. *Bulletin of the Russian Academy of Sciences*, 2015, vol. 85, no. 5–6, pp. 420–430. In Rus.
55. Kartsev A.A., Abukova L.A., Abramova O.P. *Slovar po neftegazovoy gidrogeologii* [Dictionary of oil and gas hydrogeology]. Moscow, GEOS publ., 2015. 304 p.
56. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkova V.A., Kim N.S., Kostyrev E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 747–779.
57. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkova V.A., Karogodin Y., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 5–6, pp. 582–609.
58. Shvartsev S.L., Novikov D.A. The nature of vertical hydrogeochemical zoning of petroleum deposits (exemplified by the Nadym-Taz interfluvium, West Siberia). *Geologiya i geofizika*, 2004, vol. 45, no. 8, pp. 1008–1020.
59. Novikov D.A., Lepokurov A.V. Hydrogeological conditions of petroleum potential deposits on the structures in the southern part of Yamalo-Karskoye depression. *Geologiya nefi i gaza*, 2005, no. 5, pp. 24–33.
60. Novikov D.A. Hydrogeological conditions for the presence of oil and gas in the western segment of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geodynamics and Tectonophysics*, 2017, vol. 8, no. 4, pp. 881–901.
61. Kokh A.A., Novikov D.A. Hydrodynamic conditions and vertical hydrogeochemical zonality of groundwater in the Western Khatanga Artesian Basin. *Water Resources*, 2014, vol. 41, no. 4, pp. 396–405.
62. Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 2015, vol. 8, no. 10, pp. 8703–8719.
63. Novikov D.A., Vakulenko L.G., Yan P.A. Lateral Zoning of Groundwater Chemistry and Authigenic Mineralogy in the Oxfordian Regional Reservoir of the Nadym-Taz Interfluvium. *Russian Geology and Geophysics*, 2019, vol. 60, no. 6, pp. 662–674.
64. Novikov D.A. Chemical equilibrium of groundwater with minerals of the host rocks in Upper Jurassic sediments (Arctic regions of Western Siberia). *E3S Web of Conferences*, 2019, vol. 98, no. 01037.
65. Novikov D.A. Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, vol. 193 (1), no. 012049.
66. Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P., Ilina V.I., Meledina S.V., Gaydeburova Ye.A., Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Moguecheva N.K. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Yurskaya sistema* [Stratigraphy of Siberian oil and gas basins. Jurassic system]. Novosibirsk, SB RAS Publ. Branch «GEO», 2000. 480 p.
67. Burst J.F. Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration. *AAPG Bulletin*, 1969, vol. 53, no. 1, pp. 73–93.
68. Perry E.A., Jr., Hower J. Late-stage dehydration in deeply buried polytic sediments. *AAPG Bulletin*, 1972, vol. 56, no. 10, pp. 2013–2021.
69. Shaw D.B., Weaver C.E. The mineralogical composition of shales. *Journal of Sediment Research*, 1965, vol. 35, no. 1, pp. 213–222.

70. Novikov D.A. Oil and gas fields exploration in the Jurassic-Cretaceous deposits of Yamal Peninsula based on the water-gas equilibrium. *Oil Industry*, 2018, vol. 4, pp. 16–21.
71. Novikov D.A. Role of Elisional Water Exchange in the Hydrodynamic Field Formation in the Yamal–Kara Depression. *Lithology and Mineral Resources*, 2019, vol. 54 (3), pp. 236–247.
72. Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Abnormally high formation pressures in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, vol. 193 (1), no. 012050.
73. Shvartsev S.L. Interaction in the water-rock system as a new basis for the development of hydrogeology. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2008, vol. 27, no. 6, pp. 465–475.
74. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, vol. 44, no. 5, pp. 780–788.

Received: 25 January 2019.

Information about the authors

Dmitry A. Novikov, Cand. Sc., head of the laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; assistant professor, Novosibirsk State University.

Anatoliy V. Chernykh, junior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

Yana V. Sadykova, Cand. Sc., senior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

Fedor F. Dultsev, junior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

Vasilina A. Khilko, junior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

Irina I. Yurchik, junior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

УДК 553.2: 549.283 (571.52)

ЗОЛОТО-СУЛЬФИДНО-КВАРЦЕВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ БАРСУЧИЙ (СЕВЕРО-ВОСТОЧНАЯ ТУВА): МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ

Кужугет Ренат Васильевич¹,
rkuzhuget@mail.ru

Прокопьев Илья Романович^{2,3},
prokopev_ilya@mail.ru

Редина Анна Андреевна²,
anna-red@outlook.com

Анкушева Наталья Николаевна^{4,5},
ankusheva@mail.ru

¹ Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН,
Россия, 667007, г. Кызыл, ул. Интернациональная, 117 а.

² Институт геологии и минералогии СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3.

³ Новосибирский государственный университет,
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1.

⁴ Институт минералогии ЮУ ФНЦ МиГ,
Россия, 456317, г. Миасс, Ильменский заповедник, 1.

⁵ Южно-Уральский государственный университет, филиал в г. Миассе,
Россия, 456316, г. Миасс, ул. 8 июля, 10.

Золоторудные объекты в скарнах широко распространены в геологических структурах Восточной Тувы, но их промышленная оценка сопряжена со значительными трудностями из-за слабой изученности их минералого-геохимических особенностей. Актуальность исследования обусловлена необходимостью расшифровки генезиса и условий образования золоторудных объектов, локализованных в скарнах.

Цель: установление минералого-геохимических особенностей и условий формирования руд месторождения Барсучий в Северо-Восточной Туве.

Методы: полевые исследования, детальные минералогические исследования с изучением рудной минерализации в полированных шлифах (аншлифах) с помощью сканирующего электронного микроскопа Tescan Vega 3 sbu с ЭДС Oxford Instruments X-act. РТ-условия формирования минеральных ассоциаций определялись термобарогеохимическими методами.

Результаты. Установлено, что золоторудная минерализация на месторождении Барсучий является постскарновой и имеет гидротермальный генезис, образуя прожилково-вкрапленное и прожилковое оруденение штокверкового типа в диоритах, контактовых (роговики, скарны) и гидротермально-метасоматических породах. Околорудные процессы на месторождении выражены в березитизации и лиственитизации кварцевых диоритов, скарнов и карбонатных пород. Отложение самородного золота происходило в две стадии. По составу продуктивных минеральных ассоциаций Барсучий отвечает золото-пирротин-пирит-халькопиритовому типу с калаверитом AuTe_2 , петцитом Ag_3AuTe_2 , гесситом Ag_2Te и минералами ряда теллуридов висмутит-теллурантимон. Рудоотложение золота на месторождении происходило из водных растворов с хлоридами Na и K, содержащих CO_2 и CH_4 , с солёностью 1,7–10,5 мас. % NaCl-экв. при изменении окислительно-восстановительного потенциала среды при вариациях $f\text{S}_2$, $f\text{Se}_2$, $f\text{Te}_2$ и снижении температуры рудоносного флюида (первая продуктивная стадия – 360–280 °С, вторая – 320–240 °С). По минералого-геохимическим особенностям месторождение Барсучий относится к малосульфидной золото-сульфидно-кварцевой формации и близко к месторождениям золото-висмутового геохимического типа.

Ключевые слова:

Самородное золото, теллуриды, флюидные включения, кварц, Тува.

Введение

Геолого-съёмочными и поисковыми работами 1963–1971 гг. на площади Тарданского рудного узла (ТРУ) выявлены золоторудные объекты в скарнах (Тардан, Копто, Барсучий, Соруглуг-Хем, Правобережное) и березитах (Тардан-2), а также ряд мелких проявлений и многочисленные пункты минерализации золота. В региональном плане ТРУ расположен на юге Алтае-Саянской складча-

той области и приурочен к краевой северо-западной части Каахемского полихронного гранитного батолита и одноименной зоны глубинных разломов. Золоторудные рудопроявления и месторождения ТРУ приурочены к зоне контакта Копто-Байсютского габбро-диорит-плагиогранитного массива раннетаннуольского комплекса (O_1tn) с вулканогенно-карбонатными породами туматтайгинской ($\text{R} - \text{C}_1\text{tt}$) и тапсинской свит (C_1tp). В зоне экзо-

контакта Копто-Байсютской интрузии вмещающие карбонатные породы рифея и раннего кембрия интенсивно скарнированы. Золотое оруденение в рудном узле контролируется опережающими разрывными нарушениями Каахемского глубинного разлома и пространственно совмещено со скарновыми залежами сложного строения [1–3].

На Тарданском месторождении ТРУ гидротермальный золоторудный этап сопровождается интенсивным тектоническим дроблением скарнов, апоскарновых магнетит-тремолитовых метасоматитов и внедрением малых тел и даек гранодиоритов и гранит-порфиров раннетаннуольского комплекса (O_1tn), с которыми связан постмагматический рудоносный гидротермальный процесс, т. е. золотое оруденение является постскарновым и пространственно связано со скарновой формацией [1, 2]. Возраст плагиогранитов Копто-Байсютского массива, определённый по биотиту Ar/Ar методом, составляет $485,7 \pm 4,4$ млн лет [2], по циркону $U-Pb$ методом – 479 ± 2 млн лет [4]. Возраст даек гранит-порфиров раннетаннуольского комплекса (O_1tn), секущих скарны и апоскарновые метасоматиты и парагенетически связанных с золоторудной минерализацией в ТРУ, был определён Ar/Ar методом по биотиту и составил $484,2 \pm 4,3$ млн лет, а возраст золотого оруденения золото-висмут-теллуридной минерализации месторождения Тардан, определённый Ar/Ar методом по серициту из кварцевых прожилков минерализованных зон дробления, составляет $481 \pm 6,1$ млн лет, что соответствует раннему ордовика [2]. Предполагается, что золоторудные объекты ТРУ являются производными единой рудно-магматической системы [1].

Методика исследований

Образцы руд отобраны из коренных выходов месторождения. Химический состав минералов определялся методом сканирующей электронной микроскопии (Tescan Vega 3 sbu с ЭДС Oxford Instruments X-act, аналитик И.А. Блинов, ИМин ЮУ ФНИЦ МиГ, г. Миасс). Для разделения золота на группы применена следующая классификация [5]: весьма высокопробное золото (1000–950 ‰), высокопробное золото (950–900), среднепробное золото (900–800), низкопробное золото (800–700), минеральные формы золота – электрум (700–300) и кюстелит (300–100), а также Au-содержащее серебро – <100 ‰. Условия образования минеральных ассоциаций изучались термобарогеохимическими методами исследований. Исследования флюидных включений проведены на базе АЦ ИГМ СО РАН (г. Новосибирск) методами микротермометрии с использованием микротермокамеры TMS-600 (Linkam). Интерпретация температур эвтектики флюидных включений проводилась согласно данным А.С. Борисенко [6]. Концентрация растворов включений определялась по температуре плавления льда [7]. Определение отношений стабильных изотопов серы в пирите выполнено в ЦКП многоэлементных и изотопных исследований

СО РАН с использованием газового масс-спектрометра Finnigan MAT Delta в режиме двойного напуска (г. Новосибирск, аналитики В.Н. Реутский, М.Н. Колбасова). Значения $\delta^{34}S$ приведены в промилле (‰) относительно стандарта CDT.

Геологическое строение месторождения

Месторождение Барсучий расположено в центральной части ТРУ, на левобережье р. Бай-Сют (рис. 1). Золоторудная минерализация на месторождении была выявлена во время геолого-съёмочных и поисковых работ на рудное золото 1965–1967 гг. в пироксен-гранатовых скарнах, развивающихся на контакте диоритов раннетаннуольского комплекса (O_1tn) с известняками тапсинской свиты (C_1tp). Предшественниками это оруденение относилось к золото-скарновой формации [3].

Участок Барсучий, включающий одноимённое месторождение и два перспективных рудопроявления (Восточный и Южный Барсучий), представляет собой крупное (6 км²) «провисание» кровли Копто-Байсютского массива раннетаннуольского комплекса (O_1tn) среди осадочно-вулканогенных пород туматтайгинской свиты ($R - C_1tt$), представленных кварцевыми порфирами и их туфами с прослоями доломитов и известняков (маломощные сильно вытянутые ленточные тела северо-западного простирания), местами перекрытыми известняками тапсинской свиты (C_1tp).

На месторождении Барсучий (0,86 км²) интрузивные породы представлены диоритами, кварцевыми диоритами и плагиогранитами, которые vyplняют апофизу Копто-Байсютского массива. На контактах интрузивного массива с осадочно-вулканогенными породами наблюдаются значительные масштабы скарнирования с наложенной гидротермальной минерализацией. Оруденение золота контролируется разрывными нарушениями субмеридионального направления (рис. 1).

Лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу рудного золота в ТРУ располагает ООО «Тардан Голд» (учредитель – Auriant Mining AB, Швеция). В 2014 г. компанией были завершены геологоразведочные работы на участке Барсучий, и в 2015 г. начата промышленная отработка месторождения.

В ходе геологоразведочных работ на месторождении Барсучий выявлено 4 рудных тела. Они выходят за пределы скарнов, апоскарновых метасоматитов и продолжают в пропилитах и пропилитизированных диоритах. Основное рудное тело погружается под толщу карбонатных пород в восточном направлении под углом около 65° и залегает в виде линзы субмеридионального направления длиной 180 м при мощности 5–21 м (в среднем, 14 м). Согласно данным магнитной и геохимической съёмки, зона скарнов простирается на 700 м к северо-западу, следовательно, рудное тело продолжается вдоль контакта. Среднее содержание Au в рудных телах варьирует от 2,36 до 5,38 г/т. Для руд месторождения характерна $Au-Cu-Ag-Bi-Te-As \pm Sb \pm Zn$ геохимическая специализация.

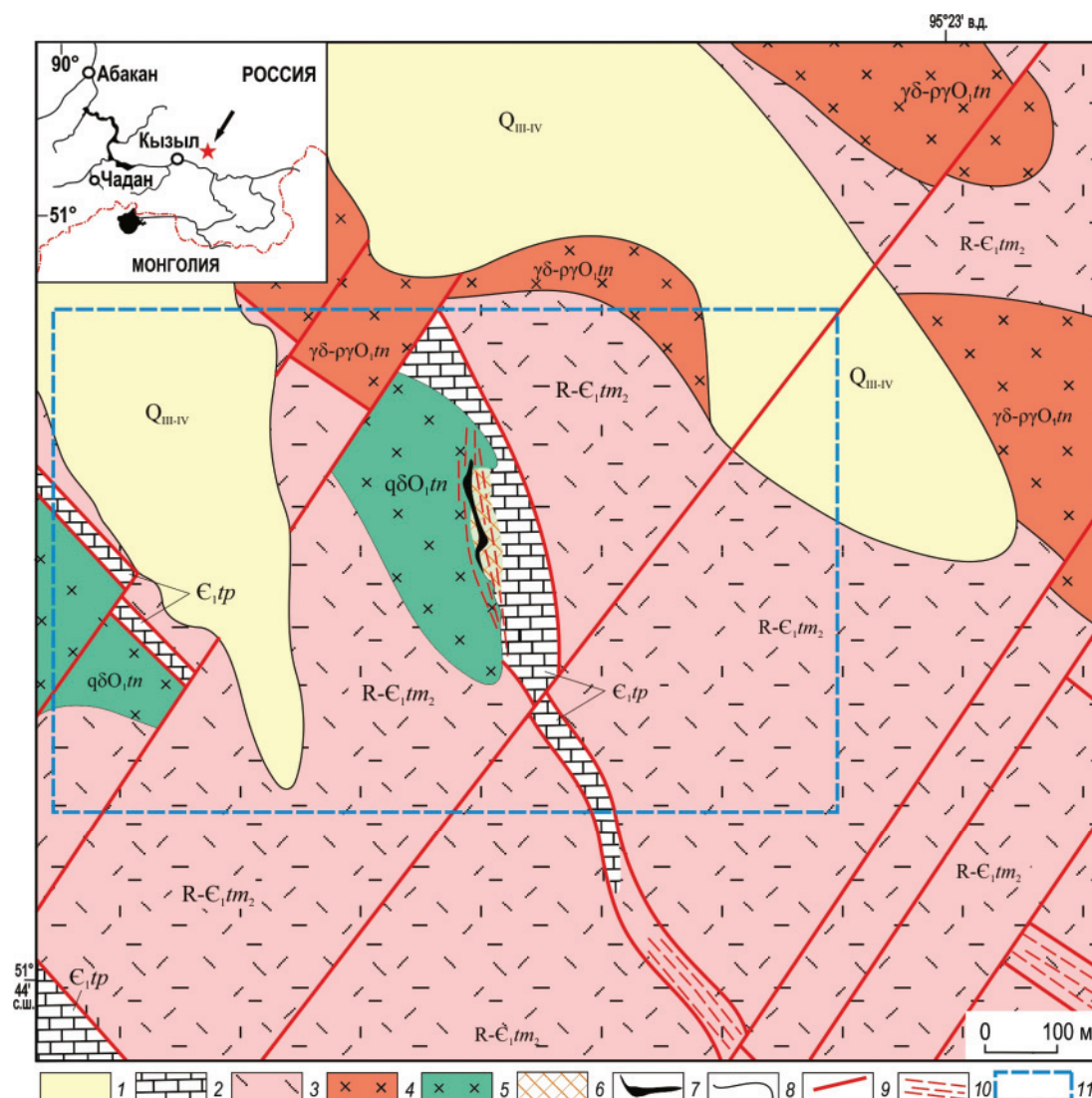


Рис. 1. Схема геологического строения месторождения Барсучий (по данным [3] с изменениями): 1 – делювиальные и пролювиальные отложения (Q_{III-IV}); 2 – известняки тапсинской свиты (C_{1tp}); 3 – осадочно-вулканогенные породы верхней подсвиты тумат-тайгинской свиты ($R - C_{1tm_2}$); 4 – кварцевые порфиры и их туфы с прослоями доломитов; 5 – раннетаннуольский габбро-диорит-плагиигранитный комплекс (O_{1tn}); 6 – плагииграниты ($рγ$), тоналиты ($γδ$); 7 – кварцевые диориты ($qδ$); 8 – скарны; 9 – рудные тела; 10 – геологические границы; 11 – разрывные нарушения; 12 – зоны дробления; 13 – контур месторождения Барсучий

Fig. 1. Geological scheme of Barsuchiy deposit (after [3], modified): 1 – alluvium (Q_{III-IV}); 2 – limestones of the Tapsa Formation (C_{1tp}); 3 – sedimentary-volcanogenic rocks of the Upper Tumat-Taiga Subformation ($R - C_{1tm_2}$); 4 – quartz porphyries and tuffs interbedded by dolomites; 5 – Earlier Tannuolsky diorite-tonalite-plagiogranite complex (O_{1tn}); 6 – plagiogranites ($рγ$) and tonalites ($γδ$); 7 – quartz diorites ($qδ$); 8 – skarns; 9 – ore bodies; 10 – geological boundaries; 11 – faults; 12 – crushing zones; 13 – Barsuchiy deposit contour

Последовательность минералообразования

При детальном минералогическом исследовании руд в качестве критериев для установления последовательности минералообразования руд использовались онтогенетические признаки (состав, строение минералов, индукционные поверхности), в том числе, пересечение минеральных агрегатов ранних стадий поздними, а также наличие обломков ранних минералов в минеральных агрегатах поздних стадий.

Штокверковая золото-сульфидно-кварцевая минерализация месторождения Барсучий развита в скарнах, роговиках, диоритах и осадочных поро-

дах, которые осложнены тектоническими нарушениями. Скарны участка Барсучий сформировались на раннем этапе ($485,7 \pm 4,4$ млн лет) в экзоконтактовой части Копто-Байсютского массива с вулканогенно-осадочными породами туматтайгинской ($R - C_{1tt}$) и тапсинской (C_{1tp}) свит [2]. С понижением температуры скарнового процесса формировались апоскарновые магнетит-амфиболовые метасоматиты и магнетитовые руды. Преобладающая часть руд с золотом приурочена к известковым магнетит-пироксеновым и гранат-пироксеновым (эпидот, кальцит) и, в меньшей степени, магнетит-серпентиновым магнезиальным скаернам. Магне-

зиальные скарны на месторождении Барсучий распространены ограниченно относительно известковых. На первичные парагенезисы магнезиальных и известковых скарнов накладываются более поздние постскарновые процессы, обусловившие значительное изменение скарнов вплоть до полного их преобразования в серпентин-карбонатные, актинолитовые, серпентин-актинолит-карбонатные породы.

Окварцевание и гематитизация выражены в наличии тонкодисперсной рассеянной вкрапленности гематита в кварцитах, часто замещающего магнетит. Амфиболизация и хлоритизация выражены в преобразовании пироксенов и амфиболов скарнов вплоть до полного их замещения. Среди пород участка подобные изменения установлены в небольших объёмах. Серпентинизация проявлена широко и затрагивает в той или иной степени скарны, диориты и карбонатные породы. Серпентин замещает пироксены, амфиболы, хлорит и оливин. Апоскарновые изменения (серпентинизация, ам-

фиболизация, хлоритизация, окварцевание с ожелезнением) на месторождении часто совмещены друг с другом. Зоны изменённых пород образуют линейные и линзовидные тела в скарнах и несут прожилково-вкрапленную продуктивную минерализацию золота.

Магнетитовые руды образуют массивные, прожилковые, прожилково-вкрапленные и шлировые тела мощностью от 5 см и более 1,5 м. Структуры руд – гипидиоморфная, коррозионная. Кристаллы и зёрна магнетита скарнов и магнетитовых руд рассеяны и цементируются сульфидно-кварцевыми прожилками продуктивных стадий. Мы предполагаем, что образования более раннего этапа генетически связаны с магнетит-скарновой формацией, а с гидротермальной золоторудной минерализацией связаны лишь пространственно.

Собственно гидротермальный золоторудный этап сопровождается интенсивным тектоническим дроблением скарнов и апоскарновых метасоматитов. На месторождении Барсучий наложенное на

Таблица 1. Схема последовательности минералообразования месторождения Барсучий

Table 1. Sequence of mineral formation in Barsuchy deposit

Этапы Stages Минералы Minerals	Стадии Substages	Гидротермальный золото-сульфидно-кварцевый Hydrothermal gold-sulfide-quartz				Гипергенный Supergene
		1	2	3	4	
Кварц / Quartz		■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	
Кальцит / Calcite		■■■■■			■■■■■	
Доломит / Dolomite		■■■■■				
Сидерит / Siderite		■■■■■		■■■■■		
Анкерит / Ankerite		■■■■■				
Мусковит / Muscovite		■■■■■				
Фуксит / Fuchsite		■■■■■				
Пирит / Pyrite		■■■■■	■■■■■	■■■■■		
Пирротин / Pyrrhotite			■■■■■	■■■■■		
Халькопирит / Chalcopyrite			■■■■■	■■■■■		
Арсенопирит / Arsenopyrite			■■■■■	■■■■■		
Марказит / Marcasite			■■■■■			
Галенит / Galena				■■■■■		
Теллуросмугит / Tellurobismuthite				■■■■■		
Sb-теллуросмугит / Se-tellurobismuthite				■■■■■		
Bi-теллурантимон / Bi-tellurantimony				■■■■■		
Теллурантимон / Tellurantimony				■■■■■		
Сфалерит / Sphalerite				■■■■■		
Золото / Native gold			■■■■■	■■■■■		
Калаверит / Calaverite				■■■■■		
Твёрдый раствор (Au,Ag) ₂ Te Solid solution (Au,Ag) ₂ Te				■■■■■		
Петцит / Petzite				■■■■■		
Гессит / Hessite				■■■■■		
Кобальтин / Cobaltite				■■■■■		
Хлорит / Chlorite					■■■■■	
Ковеллин / Covellite						■■■■■
Халькозин / Chalcocite						■■■■■
Гематит / Hematite						■■■■■
Дигенит / Digenite						■■■■■
Малахит / Malachite						■■■■■
Азурит / Azurite						■■■■■
Гётит / Goethite						■■■■■
Церуссит / Cerussite						■■■■■

Примечание. Толщина линий указывает на относительную степень распространённости минерала.

Note. The line thickness marks the relative abundance of mineral.

скарны, роговики, диориты и апоскарновые метасоматиты золото-сульфидно-кварцевое оруденение образовалось в течение 4 стадий: 1) **дорудная** лиственитовая; 2) **I продуктивная** золото-пирротин-халькопирит-пирит-кварцевая; 3) **II продуктивная** золото-теллуридно-пирротин-халькопирит-пирит-кварцевая; 4) **пострудная** кальцит-кварц-хлоритовая. В коре выветривания развиты лимонит, гетит и другие минералы (табл. 1).

Околорудные процессы выражены в березитизации и лиственитизации диоритов, скарнов, осадочно-вулканогенных пород туматтайгинской ($R - C_1tt$) и тапсинской (C_1tp) свит, которые проявлены в виде небольших зон (3–40 см).

Золоторудная минерализация. Золотопродуктивные минеральные ассоциации образуют мелкие гнезда, вкрапленную и прожилково-вкрапленную, реже жильную минерализацию в скарнах, апоскарновых метасоматитах и кварцевых диоритах (рис. 3). Содержание сульфидов в рудах варьирует от 1 до 5 % и составляет, в среднем, 3 %. По классам крупности в рудах количественно преобладает золото меньше 0,1 мм (40,65 %), 0,2–0,1 (24,55 %) и 0,5–0,2 мм (22,85 %), и, в меньшей степени, встречаются зерна размером 1–0,5 мм (8,6 %), 2–1 мм (3,35 %).

I продуктивная золото-пирротин-халькопирит-пирит-кварцевая стадия отмечается в виде гнезд (до 1,5 см) и прожилков (до 2 см), а также жил мощностью от 0,10 до 0,25 м и протяженностью от 4 до 15 м. Простираение жил и жильно-прожилковых зон субмеридиональное (рис. 2). Они сложены мелкозернистым, серым и полупрозрачным кварцем с вкрапленниками, гнездами пирита и халькопирита. Минеральная ассоциация I продуктивной стадии цементирует более ранние минеральные ассоциации скарнов и апоскарновых метасоматитов с магнетитом, гранатом и амфиболом.

Золото (размером до 1,6 мм) образует сростания с пиритом, халькопиритом, пирротинном и самостоятельные зёрна в кварце, а также развивается по трещинам породообразующих минералов скарнов и апоскарновых пород. Для золота характерны интерстициальные (чешуйки, комковидные частицы), цементационные (комковидно-ветвистые, ячеистые, петельчатые) формы, а также идиоморфные кристаллы с развитием комбинации форм куба и октаэдра и их сростаниями (рис. 3).

Цвет золотисто-жёлтый, и по содержанию Ag оно представлено:

- 1) весьма высокопробным золотом (Au 94,23–96,99; Ag 2,76–4,94; Cu 0,00–0,04);

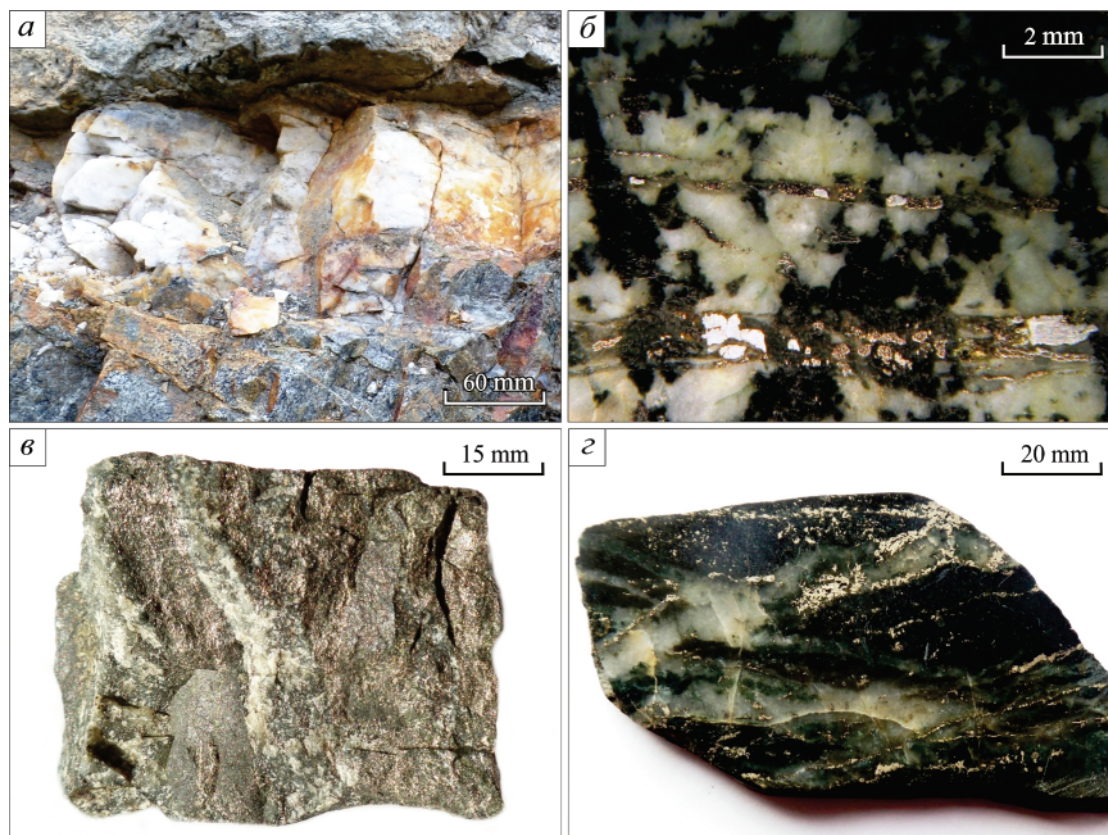


Рис. 2. Сульфидно-кварцевые жилы и прожилки I продуктивной стадии в кварцевых диоритах (а, б) и прожилково-вкрапленная минерализация II продуктивной стадии в магнетитовых рудах (в) и амфиболовых метасоматитах (г)

Fig. 2. Sulfide-quartz veins and veinlets of I Au-bearing substage in quartz diorites (a, b) and vein-disseminated mineralization of the II Au-bearing substage in magnetite ores (c) and amphibole metasomatites (d)

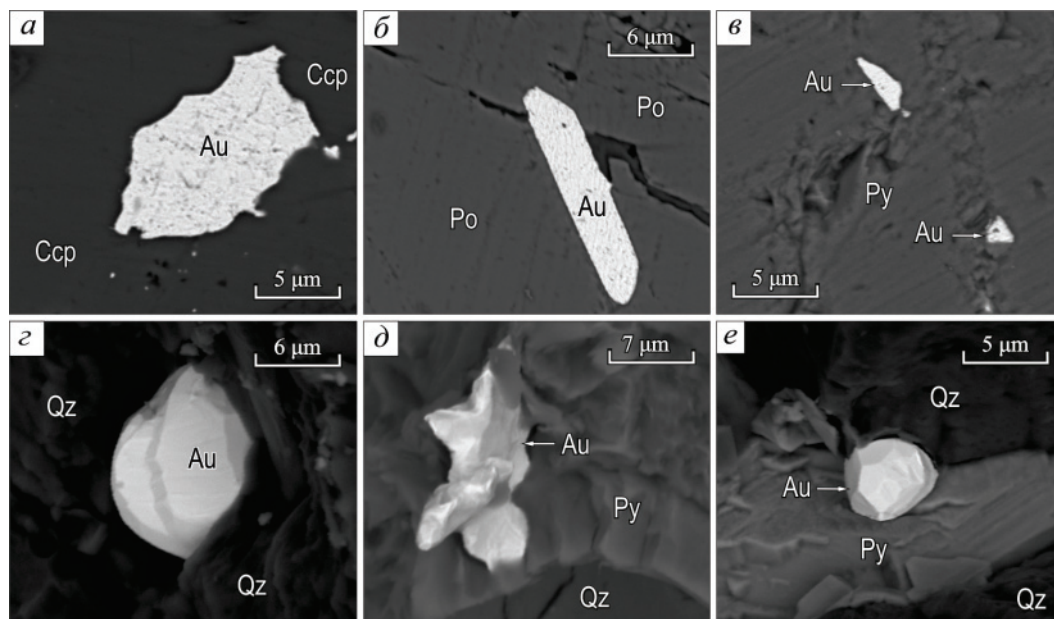


Рис. 3. Формы выделения золота золото-пирротин-халькопирит-пирит-кварцевой (I продуктивной) стадии. Qz – кварц, Au – золото, Py – пирит, Po – пирротин, Ccp – халькопирит. Изображение в обратно рассеянных электронах

Fig. 3. Morphology of gold and associated gold-pyrrhotite-chalcopyrite-pyrite-quartz (I Au-bearing substage) minerals: Qz – quartz, Au – gold, Py – pyrite, Po – pyrrhotite, Ccp – chalcopyrite. BSE image

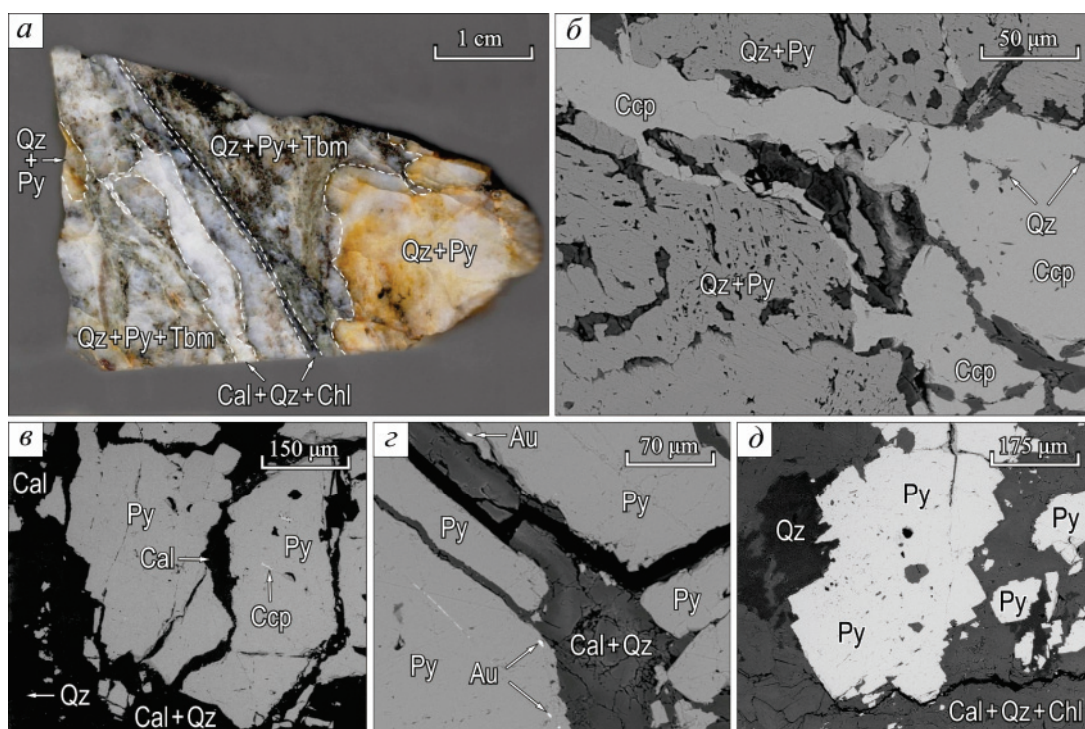


Рис. 4. Минеральные ассоциации месторождения Барсучий: а) брекчированные пирит-кварцевые (Qz+Py) агрегаты I продуктивной стадии и секущие пострудные кальцит-кварц-хлоритовые (Cal+Qz+Chl) прожилки в минеральных агрегатах II продуктивной стадии с кварцем (Qz), пиритом (Py) и теллуризмютитом (Tbm); б) цементация пирит-кварцевых (Qz+Py) агрегатов I продуктивной стадии кварц-халькопиритовыми (Qz+Ccp) агрегатами II продуктивной стадии; в-д) пересечение и цементация минеральных агрегатов I продуктивной стадии (Qz, Py, Ccp, Au) с пострудными кальцит-кварцевыми (Cal+Qz) и кальцит-кварц-хлоритовыми (Cal+Qz+Chl) прожилками. а – фото, б-д – изображения в обратно рассеянных электронах

Fig. 4. Mineral assemblages of Barsuchiy deposit: a) brecciated pyrite-quartz (Qz+Py) aggregates of I Au-bearing substage and cutting-through post-ore calcite-quartz-chlorite (Cal+Qz+Chl) veinlets in mineral aggregates of II Au-bearing substage with quartz (Qz), pyrite (Py) and tellurobismuthite (Tbm); б) cementation of pyrite-quartz (Qz+Py) aggregates of I Au-bearing substage with quartz-chalcopyrite (Qz+Ccp) aggregates of II Au-bearing substage; в-д) intersection and cementation of minerals of I Au-bearing substage (Qz, Py, Ccp, Au) with calcite-quartz (Cal+Qz) and calcite-quartz-chlorite (Cal+Qz+Chl) veinlets. а – photo, б-д – BSE image

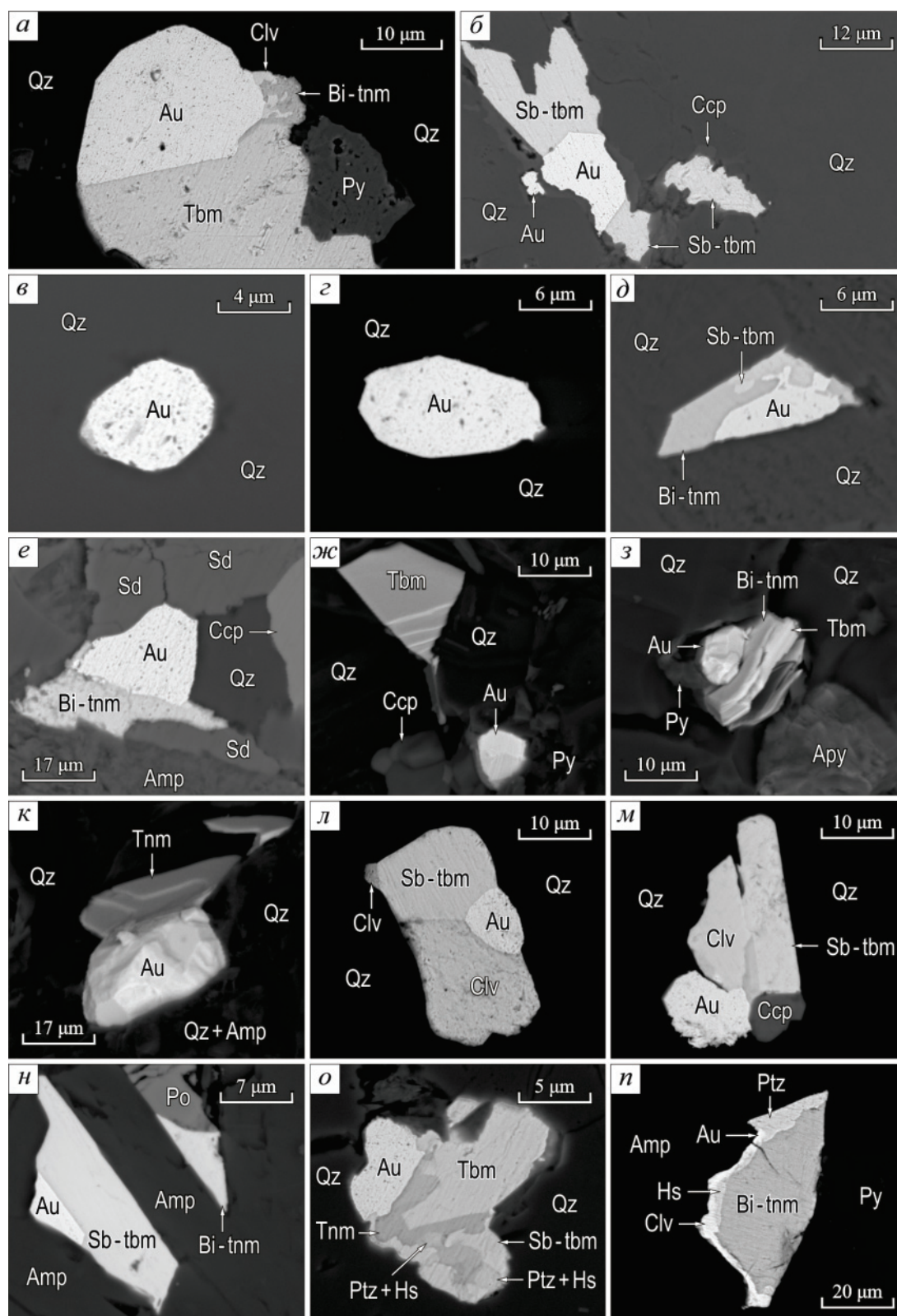


Рис. 5. Формы выделения золота и сопутствующих минералов золото-теллуридно-пирротин-халькопирит-пирит-кварцевой (II продуктивной) стадии. Tbm – теллуросмутьит, Sb-tbm – Sb-теллуросмутьит, Tnm – теллурантимон, Bi-tnm – Bi-теллурантимон, Py – пирит, Clv – калаверит, Au – золото, Ptz – петцит, Hs – гессит, Ccp – халькопирит, Apy – арсенопирит, Qz – кварц, Sd – сидерит, Amp – амфибол. Изображение в обратно рассеянных электронах

Fig. 5. Morphology of gold and associated gold-telluride-pyrrhotite-chalcopyrite-pyrite-quartz (II Au-bearing substage). Minerals: Tbm – tellurobismuthite, Sb-tbm – Sb-tellurobismuthite, Tnm – tellurantimony, Bi-tnm – Bi-tellurantimony, Py – pyrite, Clv – calaverite, Au – gold, Ptz – petzite, Hs – hessite, Ccp – chalcopyrite, Apy – arsenopyrite, Qz – quartz, Sd – siderite, Am – amphibole. BSE image

2) высокопробным золотом (Au 93,16–94,72; Ag 4,84–6,40; Cu 0,00–0,09).

Золото этой стадии тесно ассоциирует с пиритом, халькопиритом, пирротинном и характеризуется вариациями пробности от 950 до 972 ‰ (в среднем, 958 ‰).

Золото-теллуридно-пирротин-халькопирит-пирит-кварцевая (II продуктивная) стадия с халькопиритом, пиритом, галенитом, арсенопиритом, калаверитом, петцитом, гесситом, сфалеритом, неограниченными твёрдыми растворами минералов ряда теллуовисмутит–теллурантимонит, редкими выделениями кобальтина и Co-содержащего арсенопирита (Co до 4 мас. %) отмечается в виде сульфидно-кварцевых гнезд (размером до 0,5 мм) и прожилков (мощностью до 5 см) в магнетитовых рудах, актинолитовых метасоматитах и жилах I продуктивной стадии, цементируя брекчированные минеральными агрегатами предыдущих стадий (4, а, б).

Сульфидная минерализация представлена пиритом, халькопиритом и пирротинном, остальные минералы развиты в небольших количествах. Кварц в прожилках и гнездах мелкозернистый, серый, полупрозрачный, реже прозрачный. Характерной особенностью данной стадии являются многочисленные закономерные сростания минералов ряда теллуовисмутит–теллурантимон и ассоциирующие с ними золото и калаверит (рис. 6).

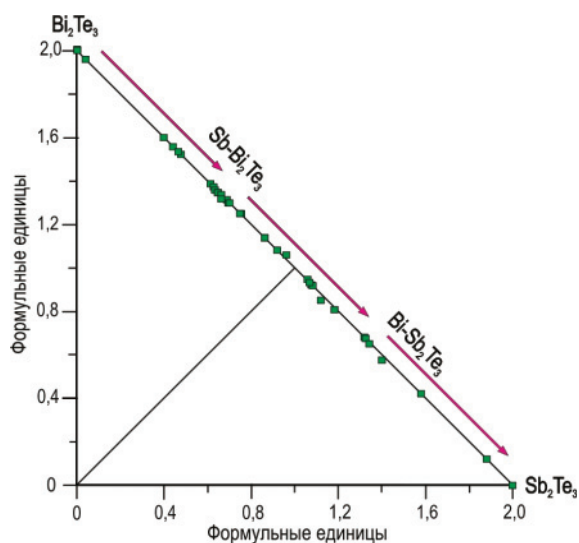


Рис. 6. Соотношение Bi и Sb (ф.е.) в минералах ряда теллуовисмутит–теллурантимон. Стрелкой показана эволюция состава от теллуовисмутита к теллурантимону

Fig. 6. Bi/Sb ratio (f.u.) in minerals of the tellurobismuthite-tellurantimony series. The arrow shows the evolution of the composition from tellurobismuthite to tellurantimony

Таблитчатые кристаллы с выраженной спайностью минералов ряда теллуовисмутит–теллурантимон образуют сростания. Sb-теллуовисмутит, Bi-теллурантимон и теллурантимон развиваются, как правило, по периферии зёрен теллуовисмутита (рис. 5 ж, з). На рис. 6 представлен тренд эво-

люции состава теллуовисмутита к теллурантимону через Sb-содержащий теллуовисмутит (Sb от 0,58 до 16,09 мас. %) и Bi-содержащий теллурантимон (Bi от 3,84 до 27,95 мас. %) (табл. 2).

Таблица 2. Химический состав минералов ряда теллуовисмутит–теллурантимон (мас. %)

Table 2. Chemical composition of minerals of tellurobismuthite-tellurantimony series (wt. %)

Анализ Analysis	Bi	Sb	Te	Сумма Total	Формула Formula
1	52,27	–	47,43	99,70	Bi _{2,01} Te _{2,99}
2	52,45	–	47,25	99,70	Bi _{2,02} Te _{2,98}
3	51,61	–	48,19	99,80	Bi _{1,98} Te _{3,02}
4	51,42	0,58	47,75	99,75	(Bi _{1,97} Sb _{0,04}) _{2,01} Te _{2,99}
5	42,77	6,79	50,43	99,99	(Bi _{1,56} Sb _{0,43}) _{1,99} Te _{3,01}
6	41,87	7,64	50,12	99,63	(Bi _{1,53} Sb _{0,48}) _{2,01} Te _{2,99}
7	38,80	9,90	51,20	99,90	(Bi _{1,39} Sb _{0,61}) _{2,00} Te _{3,00}
8	38,68	10,18	51,08	99,94	(Bi _{1,38} Sb _{0,63}) _{2,01} Te _{2,99}
9	38,23	10,32	51,44	99,99	(Bi _{1,36} Sb _{0,63}) _{1,99} Te _{3,01}
10	37,94	10,53	51,53	100	(Bi _{1,35} Sb _{0,64}) _{1,99} Te _{3,01}
11	37,25	10,81	51,9	99,96	(Bi _{1,33} Sb _{0,66}) _{1,99} Te _{3,01}
12	37,35	10,82	51,75	99,92	(Bi _{1,33} Sb _{0,66}) _{2,01} Te _{3,01}
13	37,12	11,27	51,62	100,01	(Bi _{1,32} Sb _{0,68}) _{2,00} Te _{3,00}
14	36,99	10,79	52,14	99,92	(Bi _{1,31} Sb _{0,66}) _{1,97} Te _{3,03}
15	36,71	11,27	51,86	99,84	(Bi _{1,30} Sb _{0,68}) _{1,99} Te _{3,01}
16	36,41	11,39	51,59	99,39	(Bi _{1,30} Sb _{0,69}) _{1,99} Te _{3,01}
17	35,62	12,32	51,94	99,88	(Bi _{1,29} Sb _{0,75}) _{2,00} Te _{3,00}
18	35,63	12,17	52,19	99,99	(Bi _{1,29} Sb _{0,74}) _{1,99} Te _{3,01}
19	32,56	14,24	52,35	99,15	(Bi _{1,14} Sb _{0,86}) _{2,00} Te _{3,00}
20	31,18	15,54	52,82	99,54	(Bi _{1,06} Sb _{0,92}) _{2,00} Te _{3,00}
21	30,79	16,09	52,27	99,15	(Bi _{1,07} Sb _{0,96}) _{2,03} Te _{2,97}
22	27,95	18,14	53,74	99,83	(Sb _{1,06} Bi _{0,95}) _{2,01} Te _{2,99}
23	27,18	18,27	54,56	100,01	(Sb _{1,06} Bi _{0,92}) _{1,98} Te _{3,02}
24	27,42	18,37	54,21	100	(Sb _{1,07} Bi _{0,93}) _{2,00} Te _{3,00}
25	25,37	19,36	55,27	100	(Sb _{1,11} Bi _{0,85}) _{1,96} Te _{3,04}
26	24,30	20,60	55,11	100,1	(Sb _{1,18} Bi _{0,81}) _{1,99} Te _{3,01}
27	20,47	23,27	55,76	99,50	(Sb _{1,32} Bi _{0,67}) _{1,99} Te _{3,01}
28	20,42	23,56	55,57	99,55	(Sb _{1,33} Bi _{0,67}) _{2,00} Te _{3,00}
29	20,01	23,84	56,07	99,92	(Sb _{1,34} Bi _{0,65}) _{1,99} Te _{3,01}
30	17,62	25,18	57,15	99,95	(Sb _{1,40} Bi _{0,57}) _{1,97} Te _{3,03}
31	14,74	27,97	57,21	99,92	(Sb _{1,53} Bi _{0,47}) _{2,00} Te _{3,00}
32	13,39	29,10	57,25	99,74	(Sb _{1,59} Bi _{0,43}) _{2,02} Te _{2,98}
33	3,84	35,76	60,23	99,83	(Sb _{1,87} Bi _{0,12}) _{1,99} Te _{3,01}
34	–	39,01	60,87	99,88	Sb _{2,01} Te _{2,99}

Примечание. 1–4 – теллуовисмутит, 5–21 – Sb-содержащий теллуовисмутит, 22–33 – Bi-содержащий теллурантимон, 34 – теллурантимон. Формулы минералов ряда теллуовисмутит–теллурантимон рассчитаны на 5 атомов.

Note. 1–4 – tellurobismuthite, 5–21 – Sb-bearing tellurobismuthite, 22–33 – Bi-bearing tellurantimony, 34 – tellurantimony. The formula of minerals of tellurobismuthite-tellurantimony series are calculated for 5 atoms.

Золото (до 0,9 мм) II продуктивной стадии часто образует сростания с минералами ряда теллуовисмутит–теллурантимон, пиритом, халькопиритом, калаверитом, реже – гесситом и петцитом. Для золота характерны интерстициальные, цементационные трещинно-прожилковые, дендритовидные, гемиидиоморфные и идиоморфные (кристаллы с комбинацией куба и октаэдра) формы (рис. 5).

Цвет золотисто-жёлтый, реже светло-жёлтый. Золото по содержанию Ag представлено:

- 1) высокопробным золотом (Au 89,46–92,94; Ag 6,73–9,84);
- 2) среднепробным золотом (Au 79,94–89,40; Ag 10,55–19,76);
- 3) низкопробным золотом (Au 78,06–79,29; Ag 20,41–21,92).

Средняя пробность золотин II продуктивной стадии составляет 863 ‰ (781–932 ‰).

Калаверит AuTe_2 встречается исключительно в кварце в сростаниях с золотом (902–932 ‰), теллуридовисмутитом, Sb-теллуридовисмутитом или образует самостоятельные зёрна в кварце. В ассоциации с калаверитом отмечаются сростания петцита и гессита с высокопробным золотом (рис. 3, о, n). Эти необычные петцит-гесситовые сростания могли возникнуть при распаде твёрдого раствора $(\text{Au}, \text{Ag})_2\text{Te}$, т. к. высокая пробность золота (более 920 ‰) приводит к невозможности его совместного нахождения с гесситом и петцитом [8]. Химические составы теллуридов Au и Ag показаны в табл. 3.

Таблица 3. Химический состав калаверита, петцита и гессита (мас. %)

Table 3. Chemical composition of calaverite, petzite and hessite (wt. %)

Анализ Analysis	Au	Ag	Te	Se	Сумма Total	Формула Formula
<i>Калаверит/Calaverite</i>						
1	42,97	–	56,09	–	99,06	$\text{Au}_{1,00}\text{Te}_{2,00}$
2	43,25	–	56,25	–	99,50	$\text{Au}_{1,00}\text{Te}_{2,00}$
3	44,17	–	55,32	–	99,49	$\text{Au}_{1,02}\text{Te}_{1,98}$
<i>Петцит/Petzite</i>						
4	25,82	41,3	32,29	–	99,41	$\text{Ag}_{3,00}\text{Au}_{1,02}\text{Te}_{1,98}$
5	25,14	41,34	32,98	–	99,46	$\text{Ag}_{2,99}\text{Au}_{1,00}\text{Te}_{2,01}$
<i>Гессит/Hessite</i>						
6	–	62,69	36,92	–	99,61	$\text{Ag}_{2,00}\text{Te}_{1,00}$
7	–	63,67	36,11	–	99,78	$\text{Ag}_{2,03}\text{Te}_{0,97}$

Примечание. Формула калаверита рассчитана на 3 атома, петцита – на 6 атомов, гессита – на 3 атома.

Note. The formula of calaverite is calculated for 3 atoms, petzite – for 6 atoms, hessite – for 3 atoms.

Для зёрен золота продуктивных стадий характерна стандартная зональность, представленная увеличением содержания Ag от центра зерна к периферии при уменьшении содержания Au: для золота I продуктивной стадии наблюдается увеличение содержания Ag к периферии зёрен до 1 мас. %, для II продуктивной стадии – Ag до 3,5 мас. %. Изменение состава самородного золота I продуктивной стадии следующее: весьма высокопробное золото (Ag до 4,9 мас. %) → высокопробное золото (Ag до 6,4 мас. %); II продуктивной стадии – высокопробное золото (Ag до 10 мас. %) → среднепробное золото (Ag до 19 мас. %) ± калаверит ± твёрдый раствор $(\text{Au}, \text{Ag})_2\text{Te}$ + петцит + гессит → среднепробное золото (Ag до 20 мас. %) → низкопробное золото (Ag до 22 мас. %).

На месторождении Барсучий средняя пробность золота составляет 904 ‰ (95 ан.) при вари-

циях от 781 до 972 ‰. При этом средняя пробность золотин I продуктивной стадии составляет 958 ‰ (950–972 ‰), II продуктивной стадии – 863 ‰ (781–932 ‰). Составы золота продуктивных стадий месторождения образуют бимодальное распределение, и в рудах преобладает весьма высокопробное и среднепробное золото (рис. 7).

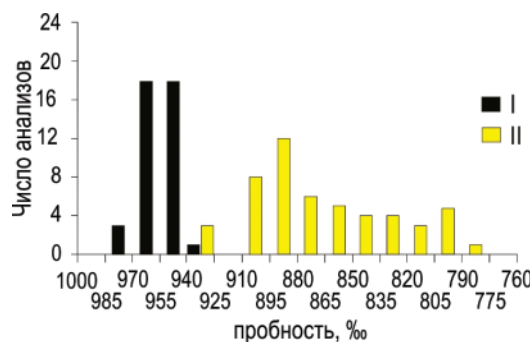


Рис. 7. Частота встречаемости самородного золота по пробности I и II продуктивных стадий

Fig. 7. Frequency of native gold according to probabilities of I and II Au-bearing substages

Условия образования руд

В кварце I продуктивной стадии месторождения диагностированы первичные и псевдотворичные флюидные включения, согласно классификации Э. Реддера [9], их можно разделить по фазовому составу на следующие генерации: 1) двухфазные газовой-жидкие (VL); 2) трехфазные газовой-жидкие с твёрдой фазой (VLS).

Первичные VL включения встречаются в виде одиночных вакуолей изометричной формы (иногда с выраженными кристаллографическими гранями) размерами 4–10 мкм (рис. 8).

Доля газовой фазы, которая представлена углекислотой и метаном, составляет до 30 об. %. Полученные температуры эвтектики –25...–19 °C предполагают присутствие в растворе хлоридов K и Na. Концентрация солей оценена по температурам плавления льда –7...–4,6 °C и составляет 7,3–10,5 мас. % NaCl-экв. Температуры гомогенизации в жидкую фазу установлены в интервале 360–340 °C (рис. 8, а). Флюидные VLS включения (рис. 8, б) содержат тёмную минеральную фазу, которую не удалось идентифицировать ввиду малых размеров.

Псевдотворичные VL включения маркируют трещины, располагающиеся в пределах зерна кварца, имеют удлинённую форму и размеры до 12 мкм. Среди них встречаются включения, газовая фаза которых составляет до 60 об. % и представлена смесью углекислоты и метана (рис. 8, в). Для псевдотворичных VL включений получены температуры плавления льда от –1,5 до –0,8 °C, которым соответствуют концентрации солей 1,4–2,6 мас. % NaCl-экв. Температуры гомогенизации составили 310–280 °C.

В кварце II продуктивной стадии диагностированы первичные VL включения (с долей газовой

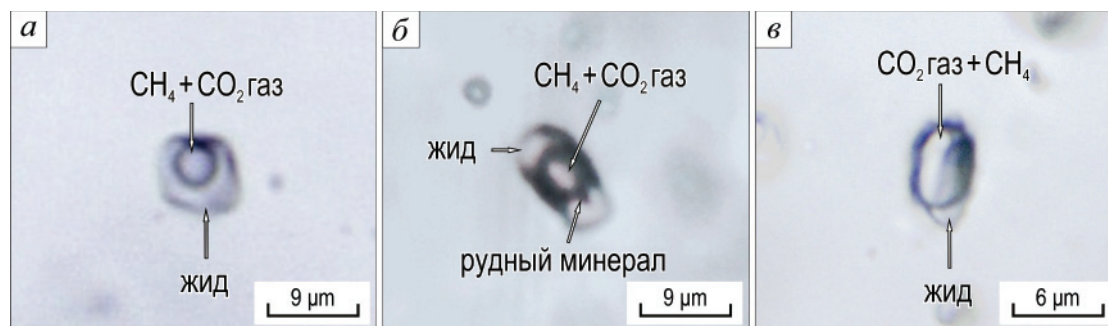


Рис. 8. Флюидные включения в кварце I продуктивной стадии: а, в – двухфазные VL; б – трехфазные VLS

Fig. 8. Fluid inclusions in quartz of I Au-bearing substage: а, в – two-phased VL; б – three-phased VLS

вакуоли 15–20 об. %), которые встречаются преимущественно в центральных частях зёрен. Они имеют изометричную форму и размеры 10–20 мкм. Температуры гомогенизации (в жидкую фазу) образуют интервал 320–240 °С; концентрации растворов, согласно температурам плавления льда $T_{пл}$ от –5,7 до –3 °С, составляют 5–8,8 мас. % NaCl-экв.

Парагенезис пирротина I продуктивной стадии с пиритом, арсенопиритом, халькопиритом и самородным золотом предполагает, что фугитивность серы (fS_2) в минералообразующей системе составляла от $10^{-14,3}$ до $10^{-7,6}$ при 300 °С [10, 11]. Парагенезисы теллуридов и сульфидов II продуктивной стадии образовались при фугитивности теллура (fTe_2) от 10^{-13} до $10^{-9,5}$, fS_2 – $10^{-14,7}$ – $10^{-8,7}$ при 250 °С.

Изотопный состав серы пирита и флюида

Для определения изотопного состава сульфидной серы были отобраны монофракции пиритов продуктивных стадий месторождения Барсучий. Изотопный состав серы пиритов I продуктивной стадии варьирует от +1,4 до +4,3 ‰, II продуктивной стадии – от +4,3 до +4,6 ‰, т. е. образуют узкий интервал от +1,4 до +4,6 ‰ (табл. 4).

Таблица 4. $\delta^{34}S$ (‰) пиритов продуктивных стадий месторождения Барсучий и расчетные оценки соответствующих значений H_2S водного флюида

Table 4. Sulfur isotopic composition of pyrite related to Ag-bearing substage and calculated $\delta^{34}S$ values of H_2S in aqueous fluid

Проба Sample	Стадии Substages	T, °C*	Минерал Minerals	$\delta^{34}S$, ‰ (CDT)	$\delta^{34}S_{H_2S}$, ‰ (CDT)
BS-18	I продуктивная стадия	360–280	Пирит I Pyrite I	+1,4	+0,1...+0,4
BS-18-1	I Au-bearing substage	300–280	Пирит II Pyrite II	+4,3	+2,9...+3,0
BS-21	I продуктивная стадия	320–240	Пирит III Pyrite III	+4,3	+2,7...+3,2
BS-22	I Au-bearing substage			+4,6	+3,0...+3,5

Примечание. * – температуры гомогенизации включений в кварце.

Note. * – tomozogenization temperatures of inclusions in quartz.

Изотопный состав серы сульфидов гидротермальных месторождений зависит от источника серы гидротермальной жидкости и условий осаждения минерала (температура осаждения, pH и fO_2 и т. д.), т. е. в процессе минералообразования может происходить перераспределение изотопов серы в зависимости от нескольких факторов, которые необходимо учитывать [12–14]. Изотопный состав серы во флюиде ($\delta^{34}S_{H_2S}$), находящемся в равновесии с сульфидами в момент минералообразования, был рассчитан с использованием величин $\delta^{34}S$ для пиритов и температур гомогенизации включений в кварце в соответствии с уравнением фракционирования [12, 15], исходя из предположения, что в растворах преобладал H_2S : $\Delta_{\text{пирит}-H_2S} = \delta^{34}S_{\text{пирит}} - \delta^{34}S_{H_2S} = 0,4(10^6/T^2)$.

Рассчитанные значения $\delta^{34}S_{H_2S}$ флюида I продуктивной стадии варьируют от +0,1 до 3,0 ‰, флюида II продуктивной стадии – от +2,7 до +3,5 ‰ (табл. 4), что свидетельствует об участии серы магматического (0 ± 5 ‰) либо мантийного (0 ± 3 ‰) происхождения [12, 13, 16], т. е. соответствуют флюиду магматической природы (рис. 9).

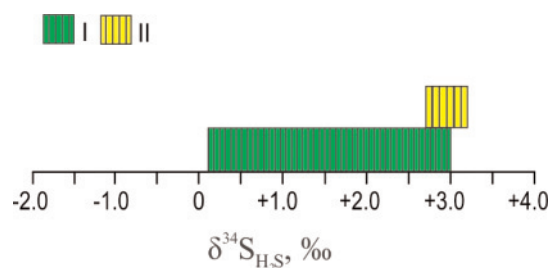


Рис. 9. Изотопный состав серы рудообразующего флюида ($\delta^{34}S_{H_2S}$), равновесного с сульфидами I и II продуктивных стадий

Fig. 9. Sulfur isotopic composition of ore-forming fluid ($\delta^{34}S_{H_2S}$) in equilibrium with sulphides of I and II Au-bearing substages

Обсуждение результатов

Проведёнными исследованиями установлено, что прожилково-вкрапленное золото-сульфидно-кварцевое оруденение штокверкового типа с единичными жилами сульфидно-кварцевого состава

месторождения Барсучий в скарнах, апоскарновых метасоматитах и диоритах имеет гидротермальный генезис и с магнетит-скарновой формацией связано лишь пространственно. Золоторудная минерализация месторождения генетически связана с дорудными среднетемпературными углекислыми метасоматитами лиственит-березитового ряда, которые образуются по осадочно-вулканогенным породам, кварцевым диоритам и контактовым породам (скарны), локализующимся вдоль контактов интрузивных пород и известняков.

На месторождении Барсучий отложение самородного золота происходило в течение двух стадий минералообразования. С I продуктивной стадией связано весьма высокопробное (Ag до 5 мас. %) и высокопробное золото (Ag до 7 мас. %), со II продуктивной стадией – высокопробное (Ag до 10 мас. %), среднепробное (Ag до 20 мас. %) и низкопробное (Ag до 22 мас. %) золото, а также калаверит, петцит и гессит. На месторождении преобладает самородная форма золота, а теллуридная имеет подчинённое значение. Калаверит ассоциирует с высокопробным золотом (902–932‰).

Формирование продуктивных стадий месторождения Барсучий (I продуктивная стадия – 360–280 °C, II – 320–240 °C) происходило из низко-среднеконцентрированных (1,7–10,5 мас. % NaCl-экв.) растворов состава NaCl–KCl–H₂O, содержащих углекислоту и метан. В процессе минералообразования происходило снижение температуры рудоносного флюида от ранних стадий к поздним.

Изотопный состав серы рудообразующего флюида ($\delta^{34}\text{S}$, ‰) продуктивных стадий попадают в узкий интервал от +0,1 до +3,2 ‰, соответствующий флюиду магматической природы (0 ± 5 ‰) характерный для месторождений золота связанных с интрузиями («intrusion related deposits») [17, 18].

В целом, на объектах ТРУ [1, 2, 19, 20], как и на других месторождениях золота в скарнах (Синюхинское, Чойское и др.) юга Сибири, оруденение золота является постскарновым, гидротермальным и широко проявлены поздние золото-висмут-теллуридные минеральные ассоциации [21, 22].

По минералого-геохимическим особенностям месторождение Барсучий относится к малосульфидной золото-сульфидно-кварцевой (березит-лиственитовой) формации и близко золото-висмуту геохимическому типу [23–26], который по классификации зарубежных исследователей отвечает классу месторождений золота, парагенетически связанных с интрузиями («intrusion related deposits») [27].

Представителями золото-висмуту геохимического типа в России являются Эргелях, Курумское Тугучак, Басагунынское, Чугулук, Неннели и Галечное (СВ России) жильные и Лево-Дыбинское, Тэутеджак (СВ России) штокверковые месторождения, которые приурочены к апикальным приконтактовым зонам гранитоидных плутонов либо к их краевым приконтактовым зонам, дайкам разного состава (гранит-порфиры, диабазы и т. д.) [24, 26–33].

Для вышеуказанных месторождений золото-висмуту геохимического типа России характерен малосульфидный (не более 3 %) состав руд и разнообразие минеральных форм висмута (самородный Bi, Bi₂Te₃, Bi₇Te₃, Bi₂S₃, Bi₄S₃, Bi₂Te₂S, Bi₄Te₂S, Pb₂Bi₂S₅ и др.), и по составу продуктивных стадий они отнесены к висмут-сульфотеллурид-кварцевому минеральному типу [26, 32, 33]. Ранние продуктивные стадии этих месторождений представлены арсенид-сульфоарсенидными комплексами, которые содержат минералы Co и Ni с широким изоморфизмом Fe-Co-Ni, поздние продуктивные стадии – золото-висмуту ассоциациями [33]. Образование золото-висмуту месторождений происходит в широком интервале давлений (1700–90 бар) и температур (437–155 °C, в основном, 400–250 °C) из растворов с хлоридами Na и K, содержащих CO₂ и CH₄, в широком диапазоне концентраций (46,0–1,1 мас. %), при вариациях $f\text{O}_2$ – $f\text{S}_2$ [32, 33]. Присутствие углекислоты является повсеместной особенностью золоторудных месторождений, связанных с интрузиями («intrusion related deposits») [18, 34, 35].

Заключение

Штокверковое золото-сульфидно-кварцевое оруденение месторождения Барсучий, локализованного в эндо- и экзоконтакте интрузивных пород ранне-тангульского комплекса (O₁tn), имеет гидротермальный генезис и со скарновой формацией связано лишь пространственно. Золоторудная минерализация месторождения сопряжена с процессами березитизации-лиственитизации, отложение минералов Au и Ag происходило в течение двух стадий минералообразования. По составу продуктивных стадий Барсучий отвечает золото-пирротин-пирит-халькопиритовому минеральному типу с теллуридами Au и Ag, неограниченными твёрдыми растворами минералов ряда теллуrowисмутит–теллурантимон (Bi₂Te₃–Sb₂Te₃). Впервые на этом месторождении выявлены: арсениопирит, калаверит, петцит, гессит, теллуrowисмутит, теллурантимон и кобальтин.

Полученные данные по флюидным включениям и минеральным парагенезисам свидетельствуют о том, что рудоотложение на месторождении происходило из водных растворов состава NaCl–KCl–H₂O, содержащих углекислоту и метан, с солёностью 1,7–10,5 мас. % NaCl-экв., на фоне снижения температур в интервале 360–240 °C (I продуктивная стадия – 360–280 °C, II продуктивная стадия – 320–240 °C) при вариациях $f\text{O}_2$, $f\text{S}_2$ и $f\text{Te}_2$. Изотопный состав серы рудообразующего флюида предполагает участие в рудном процессе серы магматического происхождения.

Авторы благодарны к.г.-м.н. И.А. Блинову за проведение микрозондовых анализов. "Минералого-геохимические и изотопные исследования поддержаны РФФИ (№ 17-45-170970 п. а), исследования флюидных включений выполнены по государственным заданиям ИГМ СО РАН (0330-2016-0002) и ИМин ЮУ ФНИЦ МиГ УрО РАН (2019-2021 гг.), экспедиционные работы - по государственному заданию Тувы ИКОПР СО РАН (0384-2016-0012)".

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рудно-метасоматическая и геохимическая зональность золоторудных полей и месторождений складчатых поясов Сибири / А.Ф. Коробейников, Ю.С. Ананьев, А.И. Гусев, В.Г. Ворошилов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 458 с.
2. Гасьяков И.В. Новые данные о соотношении скарновой и золоторудной минерализации на Тарданском месторождении (Северо-Восточная Тува) // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49. – № 12. – С. 1227–1237.
3. Кильчицаков К.М., Токунов В.Ф., Плеханов А.И. Результаты оценки Тарданского золоторудного месторождения и поисков золота в бассейне р. Бай-Сют. – Кызыл: Изд-во ТГРЭ, 1967. – 150 с.
4. Руднев С.Н., Серов П.А., Киселёва В.Ю. Венд-раннепалеозойский гранитоидный магматизм Восточной Тувы // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 9. – С. 1572–1600.
5. Петровская Н.В. Самородное золото. – М.: Наука, 1973. – 348 с.
6. Борисенко А.С. Анализ солевого состава растворов газово-жидких включений в минералах методом криометрии // Использование методов термобарогеохимии при поисках и изучении рудных месторождений / под ред. Н.П. Лаверова. – М.: Недра, 1982. – С. 37–46.
7. Bodnar R.J., Vityk M.O. Interpretation of microthermometric data for H₂O–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.
8. Парагенезисы теллуридов золота и серебра в золоторудном месторождении Флоренсия (Республика Куба) / Н.С. Бортников, Х.Л. Крамер, А.Д. Генкин, Л.Я. Крапива, М. Санта-Крус // Геология рудных месторождений. – 1988. – № 2. – С. 49–61.
9. Реддер Э. Флюидные включения в минералах. – М.: Мир, 1978. – Т. 1. – 360 с.
10. Barton P.B., Skinner B.J. Sulfide mineral stabilities // Geochemistry of Hydrothermal Ore Deposits / Ed. by H.L. Barnes. – New York: John Wiley and Sons, 1979. – P. 278–403.
11. Affi A.M., Kelly W.C., Essene E.J. Phase relations among tellurides, sulfides, and oxides: I. Thermochemical data and calculated equilibria // Economic Geology. – 1988. – V. 83. – P. 377–394.
12. Ohmoto H., Rye R.O. Isotopes of sulfur and carbon // Geochemistry of hydrothermal ore deposits. – N.Y.: John Wiley and Sons, 1979. – P. 509–567.
13. Ohmoto H. Stable isotope geochemistry of ore deposits // Review Mineralogy. – 1986. – V. 16. – P. 491–560.
14. Hoefs J. Stable Isotope Geochemistry. – Berlin; Heidelberg: Springer-Verlag, 2009. – 281 p.
15. Li Y., Liu J. Calculation of sulfur isotope fractionation in sulfides // Geochimica Cosmochimica Acta. – 2006. – V. 70. – P. 1789–1795.
16. Chaussidon M., Albarède F., Sheppard S.M.F. Sulfur isotope heterogeneity in the mantle from ion microprobe measurements of sulphide inclusions in diamonds // Nature. – 1987. – V. 330. – P. 242–244.
17. Newberry R.J., McCoy D.T., Brew D.A. Plutonic-hosted gold ores in Alaska: Igneous versus metamorphic origins // Proc. of the Sapporo International Conference on Mineral Resources of the NW Pacific Rim. Resource Geology, Special Issue / Eds. S. Ishihara, G.K. Czamanske. – 1995. – V. 18. – P. 57–100.
18. Plutonic-related gold deposits of Interior Alaska, Mineral Deposits of Alaska / D. McCoy, R.J. Newberry, P. Layer, J.J. DiMarchi, A. Bakke, S. Masterman, D.L. Minehane // Economic Geology. – 1997. – V. 9. – P. 191–241.
19. Кужугет Р.В., Ооржак Ш.Н. Золотоносные минеральные ассоциации Тарданского гидротермального месторождения (Восточная Тува) // Региональная экономика: технологии, экономика, экология и инфраструктура: Материалы II Международной научно-практической конференции. – Кызыл: Изд-во Туvinского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН (Тувикопр СО РАН), 2017. – С. 181–186.
20. Минералого-геохимические особенности и РТХ-условия формирования золото-сульфидно-кварцевого рудопоявления Тардан-2 (Северо-Восточная Тува) / Р.В. Кужугет, И.Р. Прокопьев, А.А. Редина, Ш.Н. Ооржак // Геология, магматизм и металлогения Центра Азии. 2018: Рудно-магматические системы Сангилены (щелочные интрузивы, карбонатиты): Материалы I Всероссийской полевой конференции с международным участием. – Кызыл: Изд-во Туvinского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН (Тувикопр СО РАН), 2018. – С. 72–76.
21. Гусев А.И., Табакаева Е.М. Геохимия акцессорного пирита лампрофиров Чойского скарнового золото-теллуридного месторождения Горного Алтая // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 7–3. – С. 435–439.
22. Калинин Ю.А., Наумов Е.А., Некипелова А.В. Au-Bi-Te минерализация на Au-Cu-скарновых месторождениях (на примере Синюхинского рудного узла) // Основные проблемы в учении об эндогенных рудных месторождениях: новые горизонты: Материалы Всероссийской конференции, посвященной 120-летию со дня рождения выдающегося российского ученого академика А.Г. Бетехтина. – М.: Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН (ИГЕМ РАН), 2017. – С. 279–282.
23. Спиридонов Э.М. Обзор минералогии золота в ведущих типах Au минерализации // Золото Кольского полуострова и сопредельных регионов: Труды Всероссийской (с международным участием) научной конференции, посвященной 80-летию Кольского НЦ РАН. – Апатиты, 26–29 сентября 2010. – Апатиты: Изд-во K&M, 2010. – С. 143–171.
24. Гамянин Г.Н., Гончаров В.И., Горячев Н.А. Золото-редкометалльные месторождения Северо-Востока России // Тихоокеанская геология. – 1998. – Т. 17. – № 3. – С. 94–103.
25. Условия зарождения и эволюции гранитоидных золоторудно-магматических систем в мезозоидах Северо-Востока Азии / Г.Н. Гамянин, Н.А. Горячев, А.Г. Бахарева, П.П. Колесниченко, А.И. Зайцев, Е.Н. Диман, Н.В. Бердникова. – Магадан: Северо-восточный комплексный научно-исследовательский институт ДВО РАН (СВКНИИ ДВО РАН), 2003. – 196 с.
26. Горячев Н.А., Гамянин Г.Н. Золото-висмутовые (золото-редкометалльные) месторождения Северо-Востока России: типы и перспективы промышленного освоения // Золоторудные месторождения Востока России. – Магадан: Северо-восточный научный центр ДВО РАН (СВНЦ ДВО РАН), 2006. – С. 50–62.
27. Lang J.R., Baker T. Intrusion-related gold systems: the present level of understanding // Mineralium Deposita. – 2001. – V. 36. – P. 477–489.
28. Granitoid-related gold lode deposits over the Northern Pacific marginal areas / N.A. Goryachev, R.J. Newberry, G.N. Gamyagin, P.W. Layer, D.T. McCoy, S.E. Church // Metallogeny of the Pacific Northwest. Tectonics, Magmatism and Metallogeny of active continental margins. Proceedings of the Interim IAGOD Conference. – Vladivostok, 1–20 September, 2004. – Vladivostok: Dalnauka, 2004. – P. 199–201.
29. Золото-висмутовый тип оруденения в юго-восточной части Восточного Саяна / Б.Б. Дамдинов, Б.Л. Гармаев, А.Г. Мионов, З.Б. Дашиинимаев // ДАН. – 2009. – Т. 425. – № 2. – С. 208–212.
30. Гармаев Б.Л., Дамдинов Б.Б., Мионов А.Г. Золото-висмутовое проявление пограничное (Восточный Саян): состав и связь с магматизмом // Геология рудных месторождений. – 2013. – Т. 55. – № 6. – С. 533–545.

31. Гамянин Г.Н., Фридовский В.Ю., Викентьева О.В. Благороднометалльная минерализация Адыча-Тарынской металлогенической зоны: геохимия стабильных изотопов, флюидный режим и условия рудообразования // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 10. – С. 1586–1605.
32. Intrusion-related gold-bismuth deposits of North-East Russia: PTX parameters and sources of hydrothermal fluids / O.V. Vikent'eva, V.Yu. Prokofiev, G.N. Gamyanin, N.A. Goryachev, N.S. Bortnikov // Ore Geology Reviews. – 2018. – V. 100. – P. 240–259.
33. Гамянин Г.Н., Викентьева О.В., Прокофьев В.Ю. Изотопно-геохимические особенности рудообразующего флюида золото-висмутовых месторождений Северо-Востока России // Материалы VII Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 60-летию Института геологии алмаза и благородных металлов Сибирского отделения Российской академии наук. – Якутск, 5–7 Апреля 2017. – Якутск: Изд-во Северо-Восточного федерального университета, 2017. – С. 46–51.
34. Intrusionrelated gold deposits associated with tungsten-tin provinces / J.F.H. Thompson, R.H. Sillitoe, T. Baker, J.R. Lang, J.K. Mortensen // Mineralium Deposita. – 1999. – V. 34. – P. 323–334.
35. An exploration model for intrusion-related gold systems / J.R. Lang, T. Baker, C.J.R. Hart, J.K. Mortensen // Society of Economic Geologists Newsletter. – 2000. – V. 40 (1). – P. 6–15.

Поступила 14.07.2019 г.

Информация об авторах

Кужугет Р.В., кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геодинамики, магматизма и рудообразования Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН.

Прокопьев И.Р., кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории рудоносности щелочного магматизма Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, старший преподаватель Геолого-геофизического факультета Новосибирского государственного университета.

Редина А.А., младший научный сотрудник лаборатории рудоносности щелочного магматизма Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

Анкушева Н.Н., кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории минералогии рудогенеза Института минералогии ЮУ ФНИЦ МиГ, старший преподаватель Геологического факультета Южно-Уральского государственного университета.

UDC 553.2: 549.283 (571.52)

MINERALOGICAL AND GEOCHEMICAL FEATURES AND CONDITIONS OF BARSUCHY GOLD-SULFIDE-QUARTZ DEPOSIT FORMATION (NORTH-EASTERN TUVA)

Renat V. Kuzhuget¹,
rkuzhuget@mail.ru

Ilya R. Prokopyev^{2,3},
prokopez_ilya@mail.ru

Anna A. Redina²,
anna-red@outlook.com

Natalia N. Ankusheva^{4,5},
ankusheva@mail.ru

¹ Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources SB RAS,
117 a, Internatsionalnaya street, Kyzyl, 667007, Russia.

² VS Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS,
3, Academician Koptug Avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

³ Novosibirsk State University,
1, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia.

⁴ Institute of Mineralogy SU FRC MG,
1, Ilmensky Reserve, Miass, 456317, Russia.

⁵ South Urals State University in Miass,
10, 8 Ilyulya street, Miass, 456316, Russia.

Gold ore objects in skarns are widespread in geological structures of the Eastern Tuva, but their estimation is considerable difficult due to poor information about mineralogical, geochemical and petrographic peculiarities of ores. The study of the genesis and conditions of gold deposits formation, which are located in skarns, is one of the fundamental scientific disciplines in geological science.

The aim of the study is to examine the mineralogical and geochemical peculiarities and conditions of ore formation of the Barsuchy deposit in North-Eastern Tuva.

Methods: field work, detailed mineralogical study of ore mineralization using Tescan Vega 3 SBU scanning electron microscope with EMF Oxford Instruments X-act. PT conditions of mineral associations' formation are determined by fluid inclusion study as well as using geofugometers and mineral paragenesis.

Results. The authors have manifested that the gold mineralization of the Barsuchy deposit is post-skarned and has a hydrothermal genesis forming a vein-disseminated mineralization of stockwork-type in quartz-diorites, contact (hornfels, skarns) and hydrothermal-metasomatic formations. Near-ore processes are expressed in beresitization and listwanitization of quartz-diorites, skarns and carbonate rocks. The native gold was formed during two stages. According to the composition of the productive mineral associations, Barsuchy deposit is related to a gold-pyrrhotite-pyrite-chalcopryrite type with the AuTe₂ calaverite, petzite, hessite and minerals of the tellurobis-muthite-tellurantimony series. The gold-quartz-sulfide mineralization is formed due to aqueous fluids with Na and K chlorides containing CO₂ and CH₄ with a salinity of 1–10,5 wt. % NaCl-eq. accompanied with Redox-potential changes and the variations of f S₂, f Se₂, f Te₂ and temperature fall of the ore-bearing fluid (the first productive stage is 360–280 °C, the second one – 320–240 °C). According to mineralogical and geochemical features, Barsuchy deposit belongs to gold-sulfide-quartz formation (with less than 5 % sulfides) and is close to Au-Bi geochemical type of deposits.

Key words:

Native gold, tellurides, fluid inclusions, quartz, Tuva.

This work is supported by Russian Foundation for Basic Researches (No. 17–45–170970 p_a).

REFERENCES

1. Korobeynikov A.F., Ananiev Yu.S., Gusev A.I., Voroshilov V.G. *Rudno-metasomaticheskaya i geokhimicheskaya zonalnost zolotodnorodnykh poley i mestorozhdeniy skladchatykh poyasov Sibiri* [Ore-metasomatic and geochemical zoning of gold fields and deposits of fold belts of Siberia]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2013. 458 pp.
2. Gas'kov I.V. New data on the correlation of skarn and gold mineralization at the Tardan deposit (northeastern Tuva). *Russian Geology and Geophysics*, 2008, vol. 49, no 12, pp. 923–931.
3. Kilchichakov K.M., Tokunov V.F., Plekhanov A.I. *Rezultaty otsenki Tardanskogo zolotorudnogo mestorozhdeniya i poiskov zolota v bassejne r. Bay-Syut* [Evaluation results of the Tardan gold deposit and the search for gold in the Bai-Syut river basin]. Kyzyl, TGRE Publ., 1966. 150 p.
4. Rudnev S.N., Kiseleva V., Serov P.A. Vendian-Early Paleozoic granitoid magmatism in Eastern Tuva. *Russian Geology and Geophysics*, 2015, vol. 56, no. 9, pp. 1232–1255.
5. Petrovskaya N.V. *Samorodnoe zoloto* [Native Gold]. Moscow, Nauka Publ., 1973. 348 p.

6. Borisenko A.S. Analiz solevogo sostava rastvorov gazovo-zhidkikh vklyucheni v mineralakh metodom kriometrii [Analysis of salt composition of solutions of gas-liquid inclusions in minerals using the cryometry method]. *Ispolzovanie metodov termobarogekhimii pri poiskakh i izuchenii rudnykh mestorozhdeniy* [Use of thermobarogeochemistry methods for prospecting and studying ore deposits]. Ed. by N. Laverov. Moscow, Nauka Publ., 1982. pp. 37–46.
7. 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. pp. 117–130.
8. Bortnikov N.S., Kramer Kh., Genkin A.D., Krapiva L.Ya., Santa Cruz M. Paragenesis of Gold and Silver Tellurides in the Florencia Gold Deposit, the Republic of Cuba. *International Geology Review*, 1988, vol. 30 (3), pp. 294–306.
9. Roedder E. *Flyuidnye vklyucheniya v mineralakh* [Fluid Inclusions in Minerals]. Moscow, Mir Publ., 1987. 360 p.
10. Barton P.B., Skinner B.J. Sulfide mineral stabilities. *Geochemistry of Hydrothermal Ore Deposits*. Ed. by H.L. Barnes. New York, John Wiley and Sons, 1979. pp. 278–403.
11. Affi A.M., Kelly W.C., Essene E.J. Phase relations among tellurides, sulfides, and oxides: I. Thermochemical data and calculated equilibria; II. Applications to telluride-bearing ore deposits. *Economic Geology*, 1988, vol. 83, pp. 377–394.
12. Ohmoto H., Rye R.O. Isotopes of sulfur and carbon. *Geochemistry of hydrothermal ore deposits*. N.Y., John Wiley and Sons, 1979. pp. 509–567.
13. Ohmoto H. Stable isotope geochemistry of ore deposits. *Review Mineralogy*, 1986, vol. 16, pp. 491–560.
14. Hoefs J. *Stable Isotope Geochemistry*. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 2009. 281 p.
15. Li Y., Liu J. Calculation of sulfur isotope fractionation in sulfides. *Geochimica Cosmochimica Acta*, 2006, vol. 70, pp. 1789–1795.
16. Chaussidon M., Albarède F., Sheppard S.M.F. Sulfur isotope heterogeneity in the mantle from ion microprobe measurements of sulphide inclusions in diamonds. *Nature*, 1987, vol. 330, pp. 242–244.
17. Newberry R.J., McCoy D.T., Brew D.A. Plutonic-hosted gold ores in Alaska: Igneous versus metamorphic origins. In: Ishihara S., Czamanske G.K. (Eds.), *Proceedings of the Sapporo International Conference on Mineral Resources of the NW Pacific Rim. Resource Geology, Special Issue*, 1995, vol. 18, pp. 57–100.
18. McCoy D., Newberry R.J., Layer P., DiMarchi J.J., Bakke A., Masterman S., Minehane D.L. Plutonic-related gold deposits of Interior Alaska, Mineral Deposits of Alaska. *Economic Geology*, 1997, vol. 9, pp. 191–241.
19. Kuzhuget R.V., Oohzhak Sh.N. Zolotonosnye mineralnye assotsiatsii Tardanskogo gidrotermalnogo mestorozhdeniya (Vostochnaya Tuva) [Golden mineral associations of the Tardan hydrothermal deposit (Eastern Tuva)]. *Regionalnaya ekonomika: tekhnologii, ekonomika, ekologiya i infrastruktura. Materialy II Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Regional economy: Technologies, economy, ecology, and infrastructure: Proceedings of the 2 International Scientific and Practical Conference]. Kyzyl, Tuvinnian Institute for Exploration of Natural Resources SB RAS (TuvIENR SB RAS) Publ., 2017. pp. 181–186.
20. Kuzhuget R.V., Prokopyev I.R., Redina A.A. Mineralogo-geokhimicheskie osobennosti i RTH-usloviya formirovaniya zoloto-sulfidno-kvartsevoogo rudoproyavleniya Tardan-2 (Severo-Vostochnaya Tuva) [Mineralogical-geochemical features and PTX formation conditions of the Tardan-2 gold-sulphide-quartz ore occurrence (North-Eastern Tuva)]. *Geologiya, magmatizm i metallogeniya Tsentra Azii. 2018: Rudno-magmaticheskie sistemy Sangilena (shchelochnye intruzivny, karbonatnyy). Materialy I Vserossiyskoy polevoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Geology, magmatism and metallogeny of Central Asia. 2018: Ore-magmatic systems of the Sangilen (alkaline intrusives, carbonates): proceedings of the first all-Russia field conference with international participation]. Kyzyl, Tuvinnian Institute for Exploration of Natural Resources SB RAS (TuvIENR SB RAS) Publ., 2018. pp. 279–282.
21. Gusev A.I., Tabakaeva E.M. Geochemistry of accessory pyrites lamprophyres Choyskoe skarn gold-telluride deposit of Mountain Altai. *International journal of applied and fundamental research*, 2016, no 7–3, pp. 435–439. In Rus.
22. Kalinin Yu.A., Naumov E.A., Nekipelova A.V. Au-Bi-Te mineralizatsiya na Au-Cu-skarnovykh mestorozhdeniyakh (na primere Sinyukhinskogo rudnogo uzla) [Au-Bi-Te mineralization in Au-Cu-skarn deposits (by the example of the Sinyukhin ore site)]. *Osnovnye problemy v uchenii ob endogennykh rudnykh mestorozhdeniyakh: novye gorizonty. Materialy Vserossiyskoy konferentsii, posvyashchennoy 120-letiyu so dnya rozhdeniya vydayushchegosya rossyskogo uchenogo akademika A.G. Betekhtina* [Main problems in studying endogenous ore deposits: new horizons. Proc. of the All-Russian Conference dedicated to the 120th anniversary of the outstanding Russian scientist Academician A.G. Betekhtin]. Moscow, Institute of Geology, of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry RAS (IGEM RAS) Publ., 2017. pp. 279–282.
23. Spiridonov E.M. Obzor mineralogii zolota v vedushchikh tipakh Au mineralizatsii [Review of gold mineralogy in major types of Au mineralization]. *Zoloto Kolskogo poluostrova i sopredelnykh regionov. Trudy Vserossiyskoy (s mezhdunarodnym uchastiem) nauchnoy konferentsii, posvyashchennoy 80-letiyu Kolskogo NC RAN* [Gold of the Kola Peninsula and Adjacent Regions. Proc. of the Russian (with Non-Russian Participants) Conference Dedicated to the 80th Anniversary of the Kola Scientific Center (Russian Academy of Sciences)]. Apatity, K&M Publ., 2010. pp. 143–171.
24. Gamyanin G.N., Goncharov V.I., Goryachev N.A. Gold-rare-metal deposits of Northeast Russia. *Pacific Geology*, 1998, no. 3, pp. 94–103. In Rus.
25. Gamyanin G.N., Goryachev N.A., Bakharev A.G., Kolesnichenko P.P., Diman E.N., Zaitsev A.I., Berdnikov N.V. *Usloviya zarozhdeniya i evolyutsii granitoidnykh zolotorudno-magmaticheskikh sistem v mezozoidakh Severo-Vostoka Azii* [Conditions of Origin and Evolution of Gold Ore Magmatic Granitoid Systems in North East Asia Mesozoids]. Magadan, North-East Interdisciplinary Scientific Research Institute Far East Branch RAS (NEISRI FEB RAS) Publ., 2003. 196 p.
26. Goryachev N.A., Gamyanin G.N. *Zoloto-vismutovye (zoloto-red-kometallnye) mestorozhdeniya Severo-Vostoka Rossii: tipy i perspektivy promyshlennogo osvoeniya* [Gold-Bismuth (Gold-Rare-metal) Deposits of North East Russia: Types, and Exploration Perspectives. Gold ore Deposits of East Russia]. Magadan, North-East Interdisciplinary Scientific Research Institute FEB RAS (NEISRI FEB RAS) Publ., 2006. pp. 50–62.
27. Lang J.R., Baker T. Intrusion related gold systems: the present level of understanding. *Mineralium Deposita*, 2001, vol. 36, pp. 477–489.
28. Goryachev N.A., Newberry R.J., Gamyanin G.N., Layer P.W., McCoy D.T., Church S.E. Granitoid-related gold lode deposits over the Northern Pacific marginal areas. Metallogeny of the Pacific Northwest. *Tectonics, Magmatism and Metallogeny of active continental margins. Proceedings of the Interim IAGOD Conference*. Vladivostok, 1–20 September, 2004. Vladivostok, Dalnauka Publ., 2004. pp. 199–201.
29. Damdinov B.B., Garmaev B.L., Mironov A.G., Dashinimaev Z.B. Gold-bismuth mineralization in the southeastern part of the Eastern Sayan. *Doklady Earth Sciences*, 2009, vol. 425, no. 2, pp. 256–259.
30. Garmaev B.L., Damdinov B.B., Mironov A.G. Pogranichnoe Au-Bi occurrence, Eastern Sayan: Composition and link to magmatism. *Geology of Ore Deposits*, 2013, vol. 55, no. 6, pp. 445–466.

31. Gamyagin G.N., Fridovsky V.Yu., Vikent'eva O.V. Noble-metal mineralization of the Adycha-Taryn metallogenic zone: Geochemistry of stable isotopes, fluid regime, and ore formation conditions. *Russian Geology and Geophysics*, 2018, vol. 59, no. 10, pp. 1271–1287.
32. Vikent'eva O.V., Prokofiev V.Yu., Gamyagin G.N., Goryachev N.A., Bortnikov N.S. Intrusion-related gold-bismuth deposits of North-East Russia: PTX parameters and sources of hydrothermal fluids. *Ore Geology Reviews*, 2018, vol. 100, pp. 240–259.
33. Gamyagin G.N., Vikenteva O.V., Prokofiev V.Yu. Izotopno-geokhimicheskie osobennosti rudoobrazuyushchego flyuida zoloto-vismutovykh mestorozhdeniy Severo-Vostoka Rossii [Isotopic-geochemical features of the ore-forming fluid of gold-bismuth deposits of the North-East of Russia]. *Materialy VII Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 60-letiyu Instituta geologii almaza i blagorodnykh metallov Sibirskogo otdeleniya Rossiyskoy akademii nauk* [Materials of the VII All-Russian Scientific and Practical Conference dedicated to the 60th anniversary of the Institute of Geology of Diamond and Precious Metals of the of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences], Yakutsk, 5–7 April 2017. Yakutsk, North-Eastern Federal University (NEFU) Publ., 2017. pp. 46–51.
34. Thompson J.F.H., Sillitoe R.H., Baker T., Lang J.R., Mortensen J.K. Intrusion-related gold deposits associated with tungsten-tin provinces. *Mineralium Deposita*, 1999, vol. 34, pp. 323–334.
35. Lang J.R., Baker T., Hart C.J.R., Mortensen J.K. An exploration model for intrusion-related gold systems. *Society of Economic Geologists Newsletter*, 2000, vol. 40 (1), pp. 6–15.

Received: 14 July 2019.

Information about the authors

Renat V. Kuzhuget, Cand. Sc., lead researcher, Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources SB RAS.

Ilya R. Prokopyev, Cand. Sc., researcher, VS Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS; senior lecturer, Novosibirsk State University.

Anna A. Redina, junior researcher, VS Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS.

Natalia N. Ankusheva, Cand. Sc., scientist, Institute of Mineralogy SU FRC MG; senior researcher, South-Urals State University.

УДК 553.98+622.276+665.6

ТАНАЧИ-МОКТАКОНСКАЯ ЗОНА НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ – ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ОБЪЕКТ СОВМЕЩЕНИЯ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ

Битнер Александр Карлович¹,
ABitner@sfu-kras.ru

Безбородов Юрий Николаевич¹,
YBezborodov@sfu-kras.ru

Прокатень Елена Вячеславовна¹,
EProkaten@sfu-kras.ru

Орловская Нина Фёдоровна¹,
NOrlovskaya@sfu-kras.ru

¹ Институт нефти и газа Сибирского федерального университета,
Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью воспроизводства и расширения ресурсной базы территории Красноярского края за счёт вовлечения в разработку нефтей и конденсатов сложного химического состава, содержащих меркаптаны, сероводород и серу.

Цель: охарактеризовать состав и определить закономерности формирования нефтей и конденсатов ароматико-нафтенно-метанового типа в Таначи-Моктаконской зоне нефтегазонакопления, расположенной на Бахтинском мегавыступе Сибирской платформы; разработать предложения по подготовке флюидов этой зоны до требований их транспортировки по трубопроводным системам на нефтеперерабатывающие заводы.

Объекты: залежи нефти и конденсата ароматико-нафтенно-метанового состава в пределах территории Бахтинского мегавыступа западной части Сибирской платформы.

Методы: геокартирование границ Таначи-Моктаконской зоны нефтегазонакопления в отложениях таначинской (горизонт А-I) нижнего-среднего кембрия (Є_{1-2}), абакунской и моктаконской (А-V, А-VI) свит нижнего кембрия (Є_1); изучение геологических условий и состава и свойств нефти и конденсата, полученных из этих горизонтов в скважинах Танчинской, Моктаконской площадей; анализ и обобщение материалов по очистке сероводород- и меркаптано-содержащих нефти и газоконденсата на промыслах.

Результаты. Бахтинский мегавыступ хоть и обладает широким развитием ароматико-нафтенно-метановых нефтей и конденсатов, содержащих меркаптаны и серу, остаётся перспективной территорией, так как магматизм оказал негативное воздействие на первичные залежи нефти и конденсата главным образом в отложениях нижнего и нижнего-среднего кембрия. На основе анализа материалов бурения и состава пластовых флюидов околонуль Таначи-Моктаконская зона нефтегазонакопления в отложениях таначинской, абакунской и моктаконской свит нижнего-среднего и нижнего кембрия. Концептуально решение проблемы использования нефти и конденсата сложного состава предлагается в рамках создания здесь пионерного территориального совмещения добычи и переработки углеводородов.

Ключевые слова:

Нефть, газ, конденсат, меркаптаны, сера, ловушки, Сибирская платформа, Бахтинский мегавыступ, совмещённый добывающий и перерабатывающий комплексы.

Введение

Объектом исследования является уникальная по своему геологическому строению и насыщенности интрузиями территории Бахтинского мегавыступа, обладающая одним из наиболее полных разрезов палеозоя запада Сибирской платформы и интенсивной насыщенностью трапповыми интрузивами.

На данной территории открыты залежи нефти и конденсата ароматико-нафтенно-метанового состава на целом ряде площадей (рис. 1). В этих углеводородных флюидах обнаружены меркаптаны, сероводород и сера, что сдерживает развитие геологоразведочных работ в перспективном регионе.

В пределах Бахтинского мегавыступа по ряду геологических параметров выделена Таначи-Моктаконская зона, границы которой являются условными. Поэтому стояла задача визуализации её гра-

ниц. Для решения такой задачи необходимо знание условий и причин формирования сернистых соединений в нефти и конденсате, сероводорода в газах.

Наличие биостромных построек (моктанский, таначинский горизонты) и структур обложения (абакунский горизонт), а также предполагаемых антиклинальных и комбинированных ловушек, может создать предпосылки для аккумуляции в них больших масс углеводородов (УВ).

Несмотря на то, что зона нефтегазонакопления относится к перспективным территориям сложного геологического строения и существенного предпринимательского риска, рейтинг её значительно возрастёт в случае качественной подготовки нефти и конденсата в условиях промыслов, так как она находится в 140–150 км на восток от крупной речной артерии р. Енисей. Это позволяет в случае подтверждения значительных перспектив нефтегазо-

ности организовать транспортное сообщение по зимникам для разворота геологоразведочных работ. Снижение предпринимательского риска и повышение эффективности поисковых работ остаётся здесь одной из приоритетных задач.

Перспективы нефтегазоносности территории подтверждены открытием двух месторождений и промышленных притоков УВ на ряде площадей.

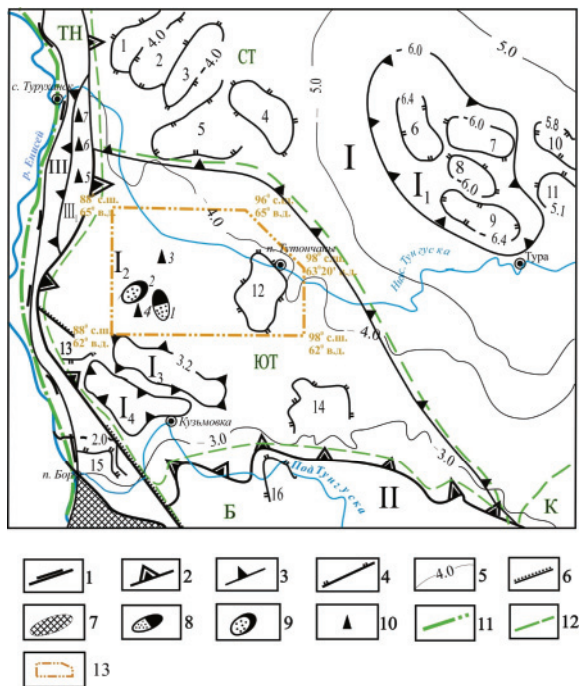


Рис. 1. Фрагмент схемы запада Сибирской платформы с элементами нефтегазгеологического районирования и положением исследуемой территории [1]: 1 – границы распространения юрско-меловых отложений северо-восточной части Западно-Сибирской плиты. Контуры тектонических элементов запада Сибирской платформы: 2 – надпорядковых, 3 – первого порядка, 4 – второго порядка, 5 – изогипсы (км) отражающего горизонта Б (IV) в кровле тэтэрской (собинской) свиты венда-нижнего кембрия, 6 – разрывные нарушения, 7 – выходы на дневную поверхность образований кристаллического фундамента. Месторождения и перспективные площади: 8 – нефтегазовые, 9 – газоконденсатные, 10 – недоизученные залежи нефти и газа. Границы элементов нефтегазгеологического районирования: 11 – Лено-Тунгусской НГП, 12 – областей и районов. Надпорядковые структуры: I – Курейская синеклиза, II – Байкитская антеклиза, III – Турухан-Норильская гряда. Структуры 1-го порядка: I₁ – Туринская впадина, I₂ – Бахтинский мегавыступ, I₃ – Тынепский мегавал, I₄ – Сухобахтинская впадина, III₁ – Курейско-Баклановский мегавал. Структуры 2-го порядка: 1 – Северореченский вал, 2 – Северный структурный залив, 3 – Агатский вал, 4 – Бильчанский свод, 5 – Ерачиминский структурный залив, 6 – Эмбенчиминская котловина, 7 – Нижнеэмбенчиминский вал, 8 – Кочечумское поднятие, 9 – Тембенчиминский прогиб, 10 – Корвунчанский прогиб, 11 – Усть-Турунское поднятие, 12 – Тутончанское поднятие, 13 – Имбакский вал, 14 – Учаминский выступ, 15 – Сумарочихинский выступ, 16 – Полигусский выступ. Нефтегазоносные области и самостоятельные нефтегазоносные районы: СТ – Северо-Тунгусская, ЮТ – Южно-Тунгусская, Б – Байкитская, К – Катангская, ТН – Турухан-Норильская. Месторождения нефти и газа: 1 – Моктаконское, 2 – Таначинское. Площади с недоизученными залежами: 3 – Нижнетунгусская, 4 – Усть-Дельтулинская, 5 – Сухотунгусская, 6 – Подкаменная, 7 – Нижнеелетинская

Fig. 1. Fragment of the scheme of the West Siberian platform with elements of oil and gas geological zoning and the position of the study area [1]: 1 is the boundaries of the Jurassic-Cretaceous sediments of the North-Eastern part of the West Siberian plate. Contours of tectonic elements of the West Siberian platform: 2 – major, 3 – the second largest, 4 – the third largest, 5 are the isohypses (km) of the reflecting horizon B (IV) in the roof of the teterskaya (sobinskaya) suites of the Vendian-lower Cambrian, 6 are the disjunctive dislocations, 7 are the exits to the day surface of the crystalline basement formations. The fields and prospective areas: 8 – oil and gas, 9 – gas condensate, 10 – undiscovered oil and gas deposits. Boundaries of elements of oil and gas geological zonation of: 11 – Leno-Tungusskaya petroleum province, 12 – regions and districts. Major structures: I – Kureiskaya syncline, II – Baikit anteclise, III – Turukhano-Norilskaya ridge. Second largest structures: I₁ – Turinskaya basin, I₂ – Bakhtinsky megaledge, I₃ – Tinepsky megaarch, I₄ – Suhobakhtinskaya basin, III₁ – Kureisko-Baklaninsky megaarch. Third largest structures: 1 – Severorechensky arch, 2 – North structural bay, 3 – Agatsky arch, 4 – Bilchansky arch, 5 – Erachiminsky structural bay, 6 – Embenchiminsky basin, 7 – Nizhneembenchiminsky arch, 8 – Kochechumsky raising, 9 – Tembenchiminsky trough, 10 – Korvunchansky trough, 11 – Ust-Turunsky raising, 12 – Tutonchansky raising, 13 – Imbasky shaft, 14 – Uchaminsky ledge, 15 – Sumarochihinsky ledge, 16 – Poligussky ledge. Oil and gas areas and independent oil and gas bearing areas: CT – North Tungusskaya, YT – South Tungusskaya, B – Baikitskaya, K – Katangskaya, TH – Turukhano-Norilskaya. Deposits of oil and gas: 1 – Mokatonskoe, 2 – Tanachinskoe. Areas with understudied deposits: 3 – Nizhnetungusskaya, 4 – Ust-Deltulinskaya, 5 – Suhotungusskaya, 6 – Podkamennaya, 7 – Nizhneletinskaya

Представления о строении месторождений и геологической обстановке территории

Модели строения месторождений Бахтинского мегавыступа существенно различаются и по мнению А.К. Битнера и других [2]: «...отражают взгляды самих авторов».

Л.Л. Кузнецов, С.Н. Распутин [3] считают, что ловушки носят следы проявления разрывной тектоники, то есть залежи пластовые, сводовые, пластово-массивные, блоковые, контролируемые дизъюнктивами.

Принципиально иную модель – рифовую – предложили Ю.А. Иванов, И.П. Мясникова [4].

Рифовую модель Моктаконского месторождения поддерживает Н.В. Мельников [5, 6]. Он предполагает, что [6]: «судя по направленности изменения мощностей, наличию структур облекания в абакунской свите, карбонаты моктаконской ситы образуют амплитудные рифовые органогенные постройки».

Наиболее объективные модели Моктаконского, Таначинского месторождений и залежей газа Нижнетунгусской и Усть-Дельтулинской площадей предложила, с нашей точки зрения, А.О. Гордеева [7]. Согласно данным этого автора [7] и более ранних схожих моделей [3], все выявленные залежи контролируются одноименными структурами, входящими [3]: «в Таначинско-Моктаконскую зону поднятий, усольско-бельского межсолового резервуара» по изогипсе – 2970 м.

Таблица 1. Характеристика месторождений и проявлений нефти и газа Бахтинского мегавыступа

Table 1. Characteristics of the deposits and oil and gas occurrences of the Bakhtinsky megaledge

Месторождение Field	Свита и её возраст Suite and its age	Фазовое состояние Phase state	Название горизонта и его индекс Horizon name and its index
Моктаконское Moktakonskoe	Моктаконская, C_1mkt Moktakonskaya, C_1mkt	Нефть Oil	Моктаконский (A-VI) Moktakonsky (A-VI)
	Абакунская, C_1ab Abakunskaya, C_1ab	Конденсат Condensate	Абакунский (A-V) Abakunsky (A-V)
	Таначинская, $C_{1-2}tn$ Tanachinskaya, $C_{1-2}tn$	Нефть, газ, конденсат Oil, gas, condensate	Таначинский (A-I) Tanachinsky (A-I)
Таначинское Tanachinskoe	Таначинская, $C_{1-2}tn$ Tanachinskaya, $C_{1-2}tn$	Конденсат Condensate	Таначинский (A-I) Tanachinsky (A-I)
Усть-Дельтулинское Ust-Deltulinskoe	Моктаконская, C_1mkt ; абакунская, C_1ab Moktakonskaya, C_1mkt ; abakunskaya, C_1ab	Газ Gas	Моктаконский (A-VI), абакунский (A-V) Moktakonsky (A-VI), Abakunsky (A-V)
Нижнетунгусское Nizhnetungusskoe	Таначинская, $C_{1-2}tn$ Tanachinskaya, $C_{1-2}tn$	Конденсат Condensate	Таначинский (A-I) Tanachinsky (A-I)

Неопределённость в морфологии ловушек и их размеров связана в первую очередь с недостаточной подготовленностью ловушек сейсморазведкой [3] по продуктивным уровням нижнего–среднего и нижнего кембрия, ограниченными возможностями сейсморазведки на момент ввода структур в поисковое бурение.

Продуктивные горизонты. В пределах Бахтинского мегавыступа в разрезе выделяется два потенциально нефтегазоносных осадочных комплекса – рифей-вендский и ниже-среднекембрийский. В центральной части мегавыступа месторождения нефти и газа выявлены в ниже-, среднекембрийском сульфатно-галогенно-карбонатном нефтегазоносном комплексе и они локализованы в трёх продуктивных горизонтах: моктаконском (C_1mkt), абакунском (C_1ab), таначинском ($C_{1-2}tn$), приуроченных к одноименным свитам. Каждому из этих горизонтов ранее [3] были присвоены буквенно-цифровые обозначения (табл. 1).

Самый нижний горизонт – A-VI, выделен по данным бурения ряда скважин в верхней части моктаконской свиты. Представлен горизонт доломитами серыми, темно-серыми, слоями сульфатноносными, кавернозными, пористыми. Толщины горизонта от 34 до 55 м. Пористость изменчива и достигает 16,7 % при проницаемости $23,86 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Вверх по разрезу над этим горизонтом располагается горизонт A-V, локализованный в абакунской свите. Она представлена доломитами черными с прослоями серых известняков, общей толщиной 60–88 м. Практически всю толщину свиты занимает одноименный продуктивный горизонт A-V. Пористость коллекторов установлена по данным гидродинамических исследований и составляет 11–13 %.

Гидродинамические режимы обоих горизонтов характеризуются превышением пластового давления над условным гидростатическим на 25 %, что указывает на их высокие коллекторские свойства.

Самый верхний продуктивный горизонт A-I в объёме таначинской свиты продуктивен на Таначинском и Моктаконском месторождениях. Он представлен известняками и доломитами темными, серыми и темно-серыми иногда органогенными, кавернозными, со стилолитовыми швами. Об-

щая толщина горизонта варьирует от 75 до 145 м (рис. 2), т. е. в среднем 100–110 м. Пористость пород горизонта-коллектора 5–15 редко 20 %, проницаемость не выше $27 \cdot 10^{-3}$ мкм². На других территориях в этом горизонте выделяется до пяти пластов-коллекторов, которые индексируются от A-I-1 до A-I-5. В горизонте коллекторе A-V по аналогии с осинским горизонтом могут выделяться пласты A-V-1 и A-V-2. Как правило, эти пласты имеют гидродинамическую связь в пределах горизонта.

Флюидные контакты: газ–нефть, нефть–вода, газ–вода во всех случаях приняты условно по результатам ГИС или испытания скважин и требуют дополнительного обоснования в процессе поисково-оценочной стадии работ.

Состав флюидов. Газы по осреднённым значениям компонентов свободных газов залежей горизонта меняются от углеисло-метановых до метаново-углекислых (табл. 2).

Таблица 2. Характеристика свободных газов горизонта A-I месторождений Бахтинского мегавыступа

Table 2. Characteristics of free gases of A-I horizon of the Bakhtinsky megaledge deposits

Компонент Component	Месторождения/Fields			
	Моктаконское Moktakonskoe	Таначинское Tanachinskoe	Усть-Дельтулинское Ust-Deltulinskoe	Нижнетунгусское Nizhnetungusskoe
CH ₄	66,73	64,23	73,81	41,77
C ₂ H ₆₊	5,99	5,55	1,36	0,68
CO ₂	24,34	20,07	7,70	46,96
H ₂ S	–	5,90	0,229	0,087
N ₂	2,94	4,25	16,90	10,50

Газы низкоконденсатные, низкобензиновые – менее 50 г/м³. Вниз по разрезу они приобретают тенденцию к утяжелению. Например, даже в газе, растворенном в воде (интервал 3339–3361 м, скважина № 7), содержание C₂H_{6+выш} составляет 15,9 %. Жирность газа и полуэмпирические коэффициенты C₂/C₃ и (C₁–C₄)/C₅ в этом газе составляют соответственно 78,7 и 22,2 и указывают на связь с нефтяным скоплением [7], что подтверждается плёнками нефти в пластовой воде.

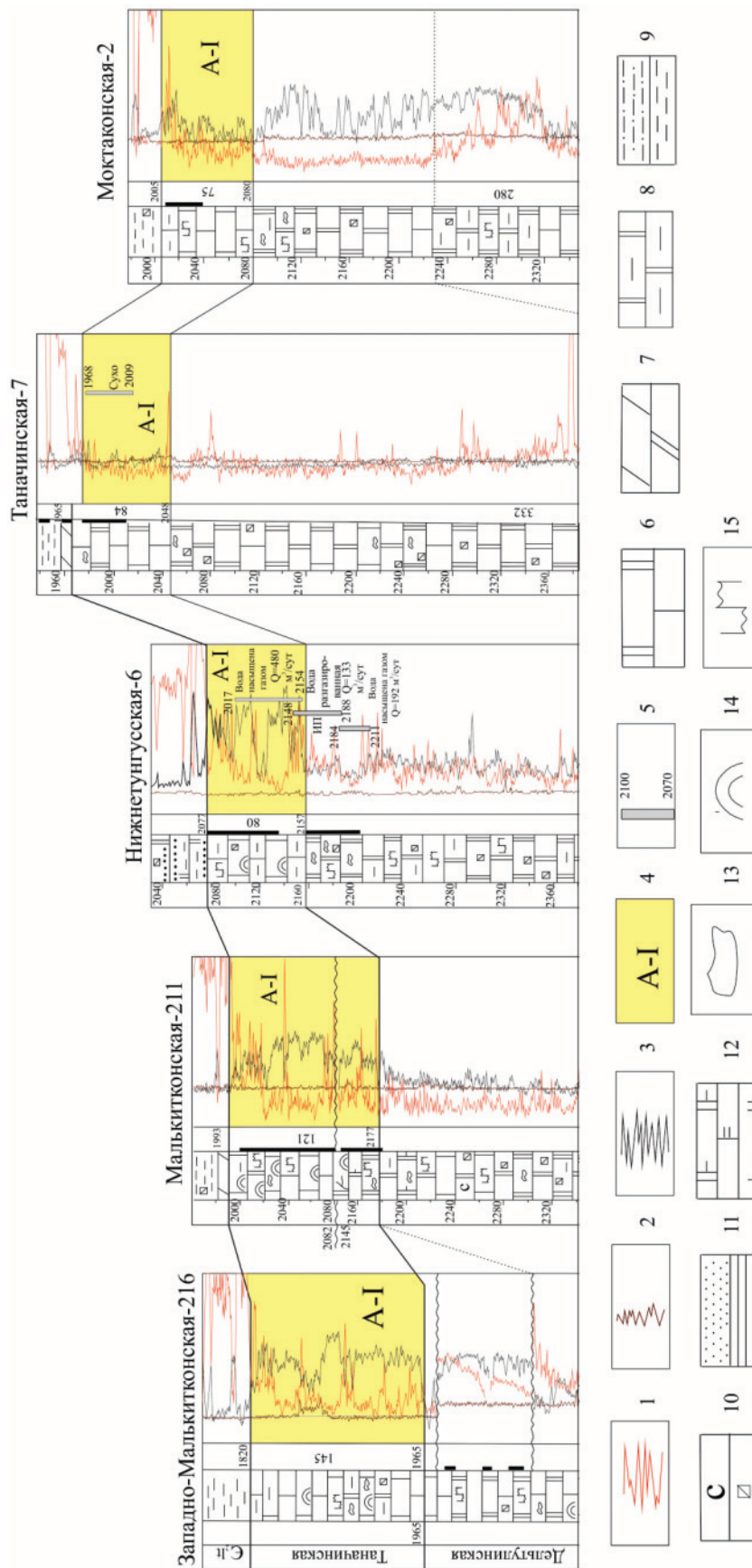


Рис. 2. Схема выделения горизонта A-I на Бахтинском мегавыступе: 1 – гамма кривые, 2 – кривые гамма-каротаж (ГК), 3 – нейтронный гамма каротаж (НГК), 4 – интервалы залегания горизонта A-I, 5 – интервалы перфорации. Литология пород: 6 – доломиты и известняки, 7 – мергели известковые, доломитовые, 8 – доломиты глинистые, 9 – алевролиты, аргиллиты, 10 – соли каменные, ангидрит, 11 – песчаники, глины, 12 – доломит известковый, 13 – неморские беззвероночные, 14 – органические породы, 15 – стилолиты

Fig. 2. Scheme of allocation of the horizon A-I on the Bakhtinsky megalege: Logging curves: 1 – gamma ray logging, 2 – neutron gamma ray logging, 3 – intervals of occurrence of the horizon A-I, 5 – perforation intervals. Lithology of rocks: 6 – dolomites and limestones, 7 – calcareous and dolomitic marls, 8 – dolomite marls, 9 – siltstone, mudstone, 10 – rock salt, anhydrite, 11 – sandstones, clays, 12 – dolomite lime, 13 – non-marine invertebrates, 14 – organic rocks, 15 – stylolites

Как видно из табл. 2, азот и углеводороды $C_2H_{6+высш}$ занимают промежуточное положение.

Газы гелиеносные, содержание гелия варьирует от 0,087 до 0,115–0,229 об. %, сероводородные (0,155–11,60 об. %).

Конденсаты и Таначинского, и Моктаконского месторождений, локализованные в залежах горизонтов А-I и А-V, изучены лишь в одной скважине Моктаконского месторождения (скв. 1) и двух скважинах Таначинского газоконденсатного месторождения (скв. 2 и 3). Конденсаты лёгкие, сернистые (табл. 3).

Таблица 3. Физико-химические характеристики конденсатов

Table 3. Physico-chemical characteristics of condensates

Месторождение Field	Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³	Смолы фактические, мг/100 мл Actual resin, mg/100 ml	Сера, мас. % Sulfur, wt. %
Моктаконское Moktakonskoe	810,9	727,0	3,82
Таначинское Tanachinskoe	821,3	509,5	5,24

В Канаде и США сера при содержаниях её от 2 до 30 % считается сопутствующей продукцией, а сероводород менее 2 % – побочной продукцией [8].

Групповой углеводородный состав конденсата изучен в горизонте А-I для обоих месторождений (рис. 3). Изучение проведено методами газо-жидкостной хроматографии. Максимальными концентрациями в ряду н-алканов обладают соединения C_6-C_{12} . В ряду соединений C_6-C_{12} пик (18,47 % на сумму н-алканов) приходится на C_9 . В общем балансе ароматических УВ на долю ксилолов приходится 28,8 (преобладает метаксилон), толуола – 11,9, этилбензола – 5 %. Особенность такого распределения ароматических УВ заключается в большем содержании ксилолов в конденсате, чем толуола.

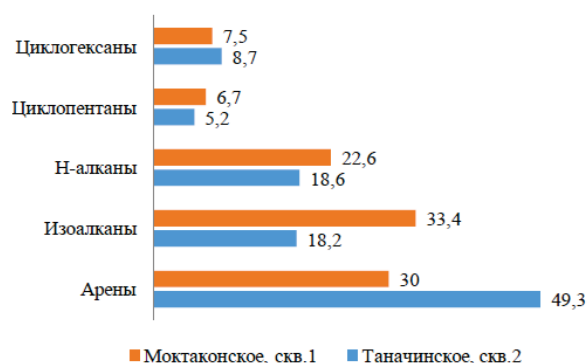


Рис. 3. Групповой углеводородный состав бензиновых фракций конденсата (н. к. 150 °C) горизонта А-I Таначинского и Моктаконского месторождений. Н. к. – начало кипения, мас. %

Fig. 3. Hydrocarbon composition of condensate gasoline fractions (s. b. 150 °C) of A-I horizon of Tanachinsky and Moktakonsky fields. B. s. – the beginning of the boil, wt. %

Нефть изучена в горизонте А-VI лишь в одной скважине на Моктаконском месторождении. Нефть этого горизонта лёгкая (822,4 кг/м³), малосмолистая (0,96 мас. %), малопарафинистая (0,93 мас. %), сернистая (1,789–2,532 мас. %). В фракции 150–200 °C содержание общей серы составляет 1,991 мас. % [1]. Нефть подвижная и имеет вязкость 3,19 мм²/с. Характерной особенностью является её высокая сернистость. Сераорганические соединения в нефти представлены главным образом меркаптанами и сульфидами, на долю которых приходится 0,705 и 0,903 мас. %, соответственно. Дисульфиды, тиофены, сероводород, элементарная сера отсутствуют. По общему групповому составу нефть относится к ароматико-нафтеновому классу. По физико-химическим свойствам и содержаниям серы нефть близка к нефтям осинского горизонта (Б-I) Братского газоконденсатного месторождения в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области [9]. В мире такие нефти преобладают, по данным И.Г. Яценко, они составляют почти 70,7 % [10]. По данным того же автора среднесернистые нефти (0,5–2,0 %) разрабатываются во многих уникальных месторождениях мира и России: Шэнли (Китай), Тиа-Хуана (Венесуэла), Каламкас (Казахстан), Ромашкинское, Самотлорское (Россия) и другие [10].

На основании анализа литологического состава пород по керну скважин, состава нефтей и газов, площадей распространения интрузивного магматизма очерчены границы распространения в горизонте А-I газов с повышенными содержаниями CO_2 и H_2S , конденсатов и нефтей ароматико-метанового состава, наметились границы распространения Таначи-Моктаконской зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГН) (рис. 4). Можно с большой степенью вероятности утверждать, что в пределах этой зоны нефтегазоаккумуляции по отложениям таначинской свиты и её аналогов будут открыты новые залежи сернистых газов и нефтей ароматико-метанового состава.

Условия образования залежей УВ в Таначи-Моктаконской ЗНГН определили особенности сформировавшихся в ней скоплений. Согласно приведённым исследованиям, газы и конденсаты, и в первую очередь горизонта А-I, для Лено-Тунгусской провинции являются уникальным углеводородным скоплением. Уникальность состоит в том, что в пробе конденсата из скважины 2 Таначинской газоконденсатной залежи с глубины 1880 м получен флюид, почти на половину состоящий из ароматических УВ (49,3 мас. %), и на 83 % он представлен низкокипящими соединениями при высокой плотности флюида – 834,0 кг/м³.

Такая ситуация объясняется воздействием магматических интрузий, на что также обратили внимание Н. Шюфилд (N. Schofield) и С. Холфорд (S. Holford) [11]. Они показали, что [11]: «движение магмы...и её последующее извержение может оказать сильное влияние на углеводородные системы в перспективных осадочных бассейнах». Влия-

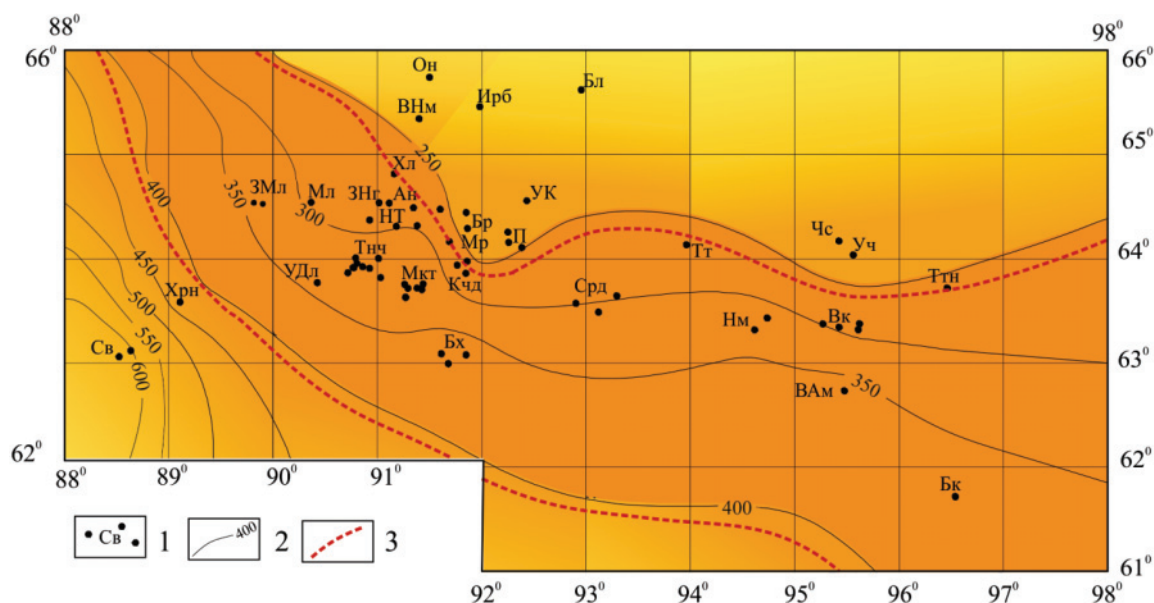


Рис. 5. Схема изопакхит бурусской и абакунской свит нижнего кембрия и их аналогов (горизонты А-IV и А-V): 1 – площади параметрического и поискового бурения, 2 – изопакхиты перспективных интервалов бурусской и абакунской свит и их аналогов, 3 – перспективная зона на поиски нефти и газа в горизонтах А-IV, А-V, А-VI. Перечень площадей глубокого бурения на рис. 4

Fig. 5. Scheme of isopachytes of burusskaya and abakunskaya suites of the lower Cambrian and their analogues (horizons A-IV and A-V): 1 are the areas of parametric and exploratory drilling, 2 are the isopachytes of promising intervals of burusskaya and abakunskaya suites and their analogues, 3 is the promising zone for oil and gas exploration in horizons A-IV, A-V, A-VI. The list of areas of deep drilling is in Fig. 4

витринита (R⁰) [19]. Для территории Таначи-Моктаконской ЗНГН нами изучены единичные данные пиролиза рифейских отложений в скважине 216 Западно-Малькитконской и скважине 211 Малькитконской площадей.

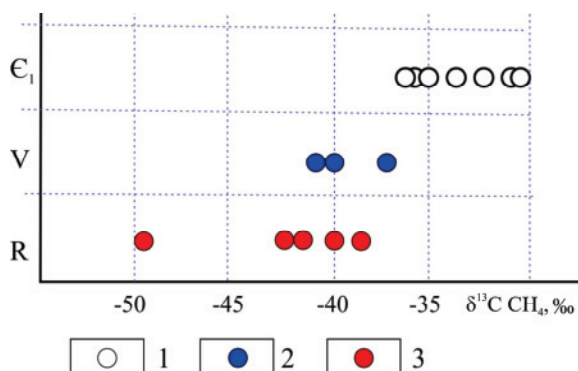


Рис. 6. Сравнение ИСУ газов и конденсатов в залежах, локализованных в разновозрастных отложениях: 1 – залежи в кембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа, 2 – залежи вендских толщ Катангской седловины, 3 – залежи рифейских толщ Байкитской антеклизы

Fig. 6. Comparison of ICU (isotopic composition of carbon) for gases and condensates in deposits localized in different age sediments: 1 are the deposits in the Cambrian sediments of the Bakhtinsky megaledge, 2 are the deposits of the Vendian strata of the Katanga saddle, 3 are the deposits of the Riphean strata of the Baikite antecline

Судя по результатам пиролиза пород из отложений рифея и венда Таначи-Моктаконской ЗНГН, здесь они прошли стадию нефтеобразования (МК₁–МК₃) и вошли в главную зону газообра-

зования Т_{max}=462 °С – МК₄, продолжая продуцировать жидкие УВ С_{5+высш}, которые накапливаясь совместно с газообразными УВ в отложениях горизонтов А-I-A-V (Т_{max}=415–457 °С) и повлияли на все аспекты углеводородной среды [20], образовав газоконденсатные системы в этих горизонтах.

В процессе миграции через сульфатно-карбонатные отложения нижнего кембрия газоконденсатные системы обогатились сернистыми и ароматическими компонентами под воздействием траппового магматизма [1]. Образовавшиеся сернистые нефти и конденсаты требуют соответствующей подготовки их к транспортировке.

Подготовка флюидов Моктаконской ЗНГН к транспортировке по трубопроводам на НПЗ

Нефть Моктаконского месторождения содержит от 1,65 [3] до 2,53 мас. % общей серы, причём на долю меркаптановой серы приходится 34,7, на долю сульфидной – 44,4, остаточной – 20,9 отн. % [1]. Дисульфиды, тиофены, сероводород, элементарная сера не были обнаружены.

Характерная особенность химического состава газовых конденсатов Таначи-Моктаконской зоны нефтегазоаккумуляции – это наличие в них anomalously высоких концентраций меркаптановой серы. Данный показатель позволяет выделить сернистые газовые конденсаты и сопутствующие им лёгкие нефти этой зоны в особый класс меркаптансодержащего нефтяного сырья, которое неприемлемо смешивать с обычными нефтями. Кроме этого, такое меркаптановое нефтяное сырьё по аналогии с нефтями Сейсморазведочной площади со-

держит 79–110 мг/л хлористых солей, поэтому требует более тщательной подготовки на установках их обессоливания для защиты оборудования от коррозии. Вследствие высокого содержания в бензинах, керосинах и дизельных фракциях как меркаптановой, так и общей серы рекомендуется подвергать их «гидроочистке или демеркаптанизации» процессами типа «Мерокс» [21], основанными на экстракции меркаптанов щелочью и последующей регенерации меркаптидсодержащих щелочных растворов [21, 22].

Для выбора метода десульфуризации нефтей Таначи-Моктаконской зоны, содержащих меркаптаны, необходимы дополнительные вспомогательные инженеринговые исследования.

Технологии сероочистки нефти, нефтепродуктов, углеводородных газов и сточных вод

В связи с вводом в промышленную разработку малых месторождений с нерентабельными и трудноизвлекаемыми запасами значительно возросли объёмы добычи и переработки экологически рискованных нефтей, газоконденсатов и углеводородных газов, содержащих низкомолекулярные меркаптаны и сероводород.

Они вызывают интенсивную коррозию нефтяного оборудования и трубопроводов, увеличивая тем самым угрозу создания аварийных ситуаций и утечек нефти в окружающую среду.

Для решения данной задачи непосредственно на месторождении могут быть использованы методы:

- нейтрализации с применением доступных реагентов-нейтрализаторов;
- жидкофазного окисления низкомолекулярных меркаптанов до дисульфидов кислородом воздуха.

Процесс демеркаптанизации сырой нефти

Метод жидкофазного окисления был положен в основу разработанных в «Волжском научно-исследовательском институте углеводородного сырья» (ВНИИУС) технологиях демеркаптанизации сырья (ДМС и ДМД) [23], суть которых заключается в окислении содержащихся в углеводородном сырье низкомолекулярных меркаптанов кислородом воздуха в щелочной среде в присутствии разработанной и производимой во ОАО «ВНИИУС» каталитической композиции сероочистки «ИВКАЗ» [23].

Очистка широкой фракции лёгких углеводородов

Для очистки широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ) и сжиженных газов от сернистых соединений ($H_2S + RSH + COS + CS_2$) ОАО «ВНИИУС» разработан эффективный абсорбционный щелочной процесс ДМД-2М «с окислительной каталитической регенерацией щелочного раствора» [23].

Процесс основан на спиртово-щелочном гидролизе $COS + CS_2$ и абсорбции $CO_2 + H_2S + RSH$ щелочью с последующим каталитическим окислением меркаптидов и ксантогенатов в дисульфиды, токсичного сульфида натрия в нетоксичные сульфат и

тиосульфат натрия кислородом воздуха. Технология ДМД-2М успешно эксплуатируется с 2000 г. для очистки ШФЛУ. Процесс ДМД-3 позволяет очистить лёгкую и тяжёлую нефть от меркаптанов до 5 ppm. Оба процесса реализованы в промышленном масштабе в Иране для очистки пропана, бутана и нефти [23] и могут быть рекомендованы для очистки ШФЛУ газов Таначи-Моктаконской ЗНГН.

Очистка углеводородных газов

Рациональная утилизация добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ) считается одной из наиболее актуальных задач в области энерго- и ресурсосбережения. Использование попутного газа для выработки электрической и тепловой энергии на газопоршневых или газотурбинных станциях остаётся для территорий с отсутствием инфраструктуры наиболее привлекательным вариантом утилизации. Основной проблемой использования ПНГ Таначи-Моктаконской ЗНГН в качестве топливного газа печей и энергоустановок, а также производства товарных сжиженных продуктов является присутствие в его составе сероводорода. Сероводород высокотоксичный и коррозионно-активный компонент, и его наличие в попутном газе вызывает необходимость предварительной сероочистки.

Многие технологии удаления сероводорода из газа требуют применения высокого давления и наличия высокоразвитой инфраструктуры предприятия, что влечёт за собой значительное увеличение капитальных вложений. Это практически невозможно и нерационально для подготовки ПНГ в промысловых условиях для мелких и средних месторождений, расположенных в удалённых инфраструктурно неразвитых территориях.

Кроме этого, разработанные и успешно внедряемые в мире технологии сероочистки природного газа рассчитаны на высокие производительности по сырью, поэтому для малых и средних месторождений они далеко не всегда могут быть адаптированы для подготовки ПНГ. Такой широкий набор особенностей требует применения простой технологии сероочистки. В ОАО «ВНИИУС» разработано несколько вариантов процесса «СЕРОКС-ГАЗ» [23] для удаления сероводорода из попутного нефтяного газа, которые могут быть реализованы для месторождений Таначи-Моктаконской ЗНГН в промысловых условиях. Технология «СЕРОКС-ГАЗ» удовлетворяет требованиям для исследуемых месторождений и позволяет очищать газ до нужных кондиций. При этом появляется возможность утилизировать в пласт образуемые сульфатно-карбонатные стоки, близкие по составу к пластовой воде, ибо экологически опасного продукта – элементарная сера, при этом способе очистки не образуется.

Утилизация сернисто-щелочных отходов

Одна из важных экологических проблем в нефтегазовой отрасли – это утилизация сернисто-ще-

лочных отходов. На многих предприятиях сернисто-щелочные стоки (СШС) сбрасываются в щелочную канализацию, смешиваются с другими стоками и подаются на биохимические очистные сооружения. Такие условия вряд ли могут быть обеспечены на данном перспективном промысле в связи с его расположением в инфраструктурно неразвитом регионе.

Поэтому одним из наиболее эффективных может стать метод жидкофазного каталитического обезвреживания СШС кислородом воздуха. Процесс «СЕРОКС» обеспечивает очистку сернисто-щелочных стоков до остаточного содержания сульфидной серы 20 мг/л [24], что соответствует нормам приёма стоков на очистные сооружения.

Закключение

Расширение Таначи-Моктаконской зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) в восточном направлении существенно увеличивает перспективы данной территории. В её пределах целесообразно проведение параметрического бурения для изучения

генерационного потенциала рифей-вендских толщ.

В пределах зоны наиболее вероятно существование ловушек антиклинального типа, интенсивно осложненных разрывами, поэтому здесь необходимо применение в комплексе сейсморазведки МОГТ новых технологий – фокусирующих преобразований, дающих для таких ловушек хороший результат.

Нефть Моктаконского месторождения уникальна и представляет большую ценность: наполовину состоит из ароматических углеводородов (толуол и ксилолы содержатся в высоких концентрациях), в основном содержит низкокипящие углеводороды (выход фракции, выкипающей до 200 °С, составляет 83 %). При этом плотность нефти достаточно высока – до 834 кг/м³.

Обогащённость сернистыми соединениями не будет препятствием к транспортировке потребителям по магистральным нефтепроводам и наливным транспортом при использовании современных и действенных приемов удаления меркаптанов и сероводорода в процессе подготовки нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Битнер А.К. Особенности геологии и геохимии триады «нефть–конденсат–газ» залежей Южно-Тунгусской нефтегазонамной области и перспективы их комплексного использования. – Новосибирск: СНИИГТиМС, 2010. – 113 с.
2. Битнер А.К., Поздняков В.А. Новые технологии геологической разведки. Месторождения углеводородов Сибирской платформы и прилегающих территорий: монография. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2017. – 324 с.
3. Нефтегазонамность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы / А.К. Битнер, В.А. Кригин, Л.Л. Кузнецов, Г.Д. Назимков и др. – Красноярск: КФ «СНИИГТиМС», ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1990. – 114 с.
4. Иванов Ю.А., Мясникова И.П. Новые аспекты перспектив нефтегазонамности северных районов Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2000. – № 03. URL: <http://geolib.narod.ru/Journals/OilGasGeo/2000/03/Stat/04/stat04.html> (дата обращения 09.06.2019).
5. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
6. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск: СНИИГТиМС, 2018. – 177 с.
7. Гордеева А.О. Критерии прогноза нефтегазонамности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 2011. – 270 с.
8. Buckingham D.A. Availability of elemental Sulphur and pyrites concentrate – market economy countries // Informat. Circular US Bureau of Mines. – 1986. – № 9106. – P. 1–23.
9. Геохимия нефтей и конденсатов и природных газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы / Сост. Д.И. Дробот, Р.Н. Преснова, А.Э. Конторович и др. – М.: Недра, 1988. – 242 с.
10. Яценко И.Г. Физико-химические свойства сернистой нефти // Вестник Российской Академии естественных наук (Западно-Сибирское отделение). – 2017. – Вып. 20. – С. 26–41.
11. Schofield N., Holford S. Impact of Volcanic and Igneous Rocks on Hydrocarbon Exploration // AAPG/SEG International Conference and Exhibition. – London, England, October 15–18, 2017. – 1 p.
12. Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review / K. Senger, J. Millett, S. Planke, K. Ogata et al. // First Break. – June 2017. – V. 35. – № 6. – P. 47–56.
13. Чухмачев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983. – 231 с.
14. Геолого-технологические аспекты освоения углеводородного сырья Таначи-Моктаконского перспективного нефтегазонамного района / А.К. Битнер, А.В. Беляева, О.П. Бережная, А.С. Субботин // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: матер. 2-й науч.-практ. конф. Т. 2. / отв. ред. С.П. Зайцев. – Новосибирск: СНИИГТиМС, 2015. – С. 166–168.
15. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы / под ред. д-ра геол.-минерал. наук А.И. Варламова; канд. геол.-минерал. наук А.П. Афанасенкова. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
16. Филиппов Ю.А. Нефтегазонамность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 2015. – 40 с.
17. Behar F., Beaumont V., De B. Pentead H.L. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2001. – V. 56. – № 2. – P. 111–134. URL: http://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2001/02/behar_v56n2.pdf (дата обращения 15.06.2019).
18. Peters K. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bull. – 1986. – V. 70. – № 3. – P. 318–329.
19. Magmatic activities and their impacts on oil/gas formation in the southwestern Ordos Basin, Central China / Rongxi Li, Futian Liu, Sanzhong Li, Shengli Xi, D.J. Lehrmann // Special Issue: Geology of Silk Road – Central China. – March 2018. – V. 2. – P. 178–179. URL: <https://doi.org/10.1002/gj.3022> (дата обращения 09.06.2019).
20. Seismic imaging and petroleum implications of igneous intrusions in sedimentary basins constrained by outcrop analogues and seismic data from the Neuquén Basin and the NE Atlantic / S. Planke, O. Rabbel, O. Galland, J.M. Millet et al. // 10 Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Geofísica: La Geofísica como vínculo entre el conocimiento de la tier-

- ra y la sociedad. – Buenos Aires, IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas), 2018. – P. 343–365. URL: http://vbpr.no/wp-content/uploads/2018/11/Planke-2018-Conexplo-Mendoza_small.pdf (дата обращения 15.06.2019).
21. Javadli R., De Klerk A. Desulfurization of heavy oil // Appl. Petrochem. Res. – 2012. – V. 1. – P. 3–19. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/81546024.pdf> (дата обращения 09.06.2019).
22. Progress in the Technology for Desulfurization of Crude Oil / Liu Lin, Lü Hong, Qian Jianhua, Xing Jinjuan // China Petroleum Processing and Petrochemical Technology. – 2010. – V. 12. – № 4. – P. 1–6.
23. Технологии ВНИИУС для сероочистки нефти, нефтепродуктов, углеводородных газов и сточных вод / А.М. Мазгаров, А.Ф. Вильданов, И.Р. Аслямов и др. // Нефтегаз-Интехэко: сб. науч. тр. – М.: ООО ИНТЕХЭКО, 2008. – С. 13–15.
24. АО ВНИИУС. Очистка нефти, нефтепродуктов и сточных вод от меркаптанов и сероводорода. URL: <http://vniius.com/technologies/petroleum-refining-and-gas-condensate/protsess-dms-1/> (дата обращения: 09.06.2019).

Поступила 18.06.2019 г.

Информация об авторах

Битнер А.К., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Безбородов Ю.Н., доктор технических наук, профессор кафедры топливообеспечения и горюче-смазочных материалов Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Прокатень Е.В., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Орловская Н.Ф., доктор технических наук, профессор кафедры топливообеспечения и горюче-смазочных материалов Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

UDC 553.98+622.276+665.6

TANACHI-MOKTAKONSKY OIL AND GAS ACCUMULATION ZONE – POTENTIAL OBJECT OF COMBINATION OF PRODUCTION AND PROCESSING

Alexander K. Bitner¹,
ABitner@sfu-kras.ru

Yury N. Bezborodov¹,
YBezborodov@sfu-kras.ru

Elena V. Prokaten¹,
EProkaten@sfu-kras.ru

Nina F. Orlovskaya¹,
NOrlovskaya@sfu-kras.ru

¹ Siberian Federal University,
82, bld. 6, Svobodny Avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia.

The relevance of the research is determined by the necessity of reproduction and expansion of oilfields area resource base in the Krasnoyarsk region by involving in the development of oils and condensates of complex chemical composition containing mercaptans, hydrogen sulfide and sulfur.

The main aim of the research is to characterize composition and to define the regularities of formation of oil and condensates aromatic-naphthene-methane type in Tanachi-Moktakonsky zone of oil and gas accumulation, located on Bakhtinsky megaledge of the Siberian platform; to develop proposals for preparation of fluids of this zone of oil and gas accumulation before requirements of their transportation through pipeline systems to refinery.

Objectives of the research are the deposits of oil and condensate of aromatic-naphthenic-methane composition within the territory of the Bakhtinsky megaledge of the Western part of the Siberian platform.

Methods: geomapping of borders of Tanachi-Moktakonsky zone of oil and gas accumulation in sediments tanachinsky (A-I horizon) lower-middle-Cambrian (E_{1-2}), abakunsky and moktakonsky (A-V, A-VI) of suites of the lower Cambrian (E_1); study of geological conditions and composition and properties of oil and condensate received from these horizons in wells of Tanachinsky, Moktakonsky areas; analysis and generalization of materials on cleaning a hydrogen sulfide- and mercaptans oil and gas condensate on crafts.

Results. Although the Bakhtin megaledge has a wide development of aromatic-naphthene-methane oils and condensates containing mercaptans and sulfur, it remains a promising area, since magmatism has had a negative impact on primary deposits of oil and condensate mainly in the sediments of the lower and lower-middle Cambrian. Based on the analysis of drilling materials and composition of the reservoir fluids the Tanachi-Moktakonsky zone of oil and gas accumulation is contoured in sediments of tanachinsky, abakunsky and moktakonsky suites of lower-middle and lower Cambrian. A conceptual solution to the problem of using oil and condensate of complex composition is proposed in the framework of the creation here of innovative territorial combination of production and processing of hydrocarbons.

Key words:

Oil, gas, condensate, mercaptans, sulfur, traps, Siberian platform, Bakhtinsky megaledge, combination of production and processing complexes.

REFERENCES

1. Bitner A.K. *Osobennosti geologii i geokhimii triady «neft-kondensat-gaz» zalezhey Yuzhno-Tungusskoy neftegazonosnoy oblasti i perspektivy ikh kompleksnogo ispolzovaniya* [Features of geology and geochemistry of the oil-condensate-gas triad of the South-Tunguska oil and gas bearing area and the prospects for their integrated use]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2010. 113 p.
2. Bitner A.K., Pozdnyakov V.A. *Novye tekhnologii geologicheskoy razvedki. Mestorozhdeniya uglevodorodov Sibirskoy platformy i prilegayushchikh territoriy*. Monografiya [New technologies of geological exploration. Hydrocarbon fields of the Siberian platform and adjacent territories. Monograph]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Press, 2017. 324 p.
3. Bitner A.K., Krinin V.A., Kuznetsov L.L., Nazimkov G.D. *Neftegazonosnost drevnikh produktivnykh tolshch zapada Sibirskoy platformy* [Oil and gas potential of ancient productive strata of the West of the Siberian platform]. Krasnoyarsk, KF SNIIGGiMS, PGO Yeniseineftegazgeologia Publ., 1990. 114 p.
4. Ivanov Yu.A., Myasnikova I.P. *Novye aspekty perspektiv neftegazonosnosti severnykh rayonov Sibirskoy platformy* [New aspects of evaluation of oil and gas prospects of northern regions of Siberian platform]. *Geologiya nefti i gaza*, 2000, no. 3. Available at: <http://geolib.narod.ru/Journals/OilGasGeo/2000/03/Stat/04/stat04.html> (accessed 9 June 2019).
5. Melnikov N.V. *Vend-kembriiskiy solenosny bassein Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya)* [Vendian-Cambrian salt pool of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2009. 148 p.
6. Melnikov N.V. *Vend-kembriiskiy solenosny bassein Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya)* [Vendian-Cambrian salt-pool of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development)]. 2nd ed. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2018. 177 p.
7. Gordeeva A.O. *Kriterii prognoza neftegazonosnosti Yuzhno-Tungusskoy oblasti s vysokim razvitiem trappovogo magmatizma (Leno-Tungusskaya provintsia)*. Avtoreferat Kand. nauk [Criteria for predicting oil and gas potential of the South Tunguska region with a high development of trap magmatism (Leno-Tungusskaya province). Cand. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 2011. 270 p.
8. Buckingham D.A. Availability of elemental Sulphur and pyrites concentrate – market economy countries. *Informat. Circular US Bureau of Mines*, 1986, no. 9106, p. p. 1–23.

9. Drobot D.I., Presnova R.N., Kontorovich A.E. *Geokhimiya neftey i kondensatov i prirodnykh gazov rifey-vendskikh i kembriiskikh otlozhenii Sibirskoy platformy* [Geochemistry of oil and condensates and natural gases of the Riphean-Vendian and Cambrian sediments of the Siberian platform]. Moscow, Nedra Publ., 1988. 242 p.
10. Yaschenko I.G. Physico-chemical properties of sour crude oil. *Bulletin of the Russian Academy of Natural Sciences (West-Siberian Branch)*, 2017, vol. 20, pp. 26–41. In Rus.
11. Schofield N., Holford S. Impact of Volcanic and Igneous Rocks on Hydrocarbon Exploration. *AAPG/SEG International Conference and Exhibition*. London, England, October 15–18, 2017. 1 p.
12. Senger K., Millett J., Planke S., Ogata K. Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review. *First Break*, June 2017, vol. 35, no. 6, pp. 47–56.
13. Chakhmachev V.A. *Geokhimiya protsessy migratsii uglevodorodnykh sistem* [Geochemistry of migration of hydrocarbon systems]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 231 p.
14. Bitner A.K., Belyaeva A.V., Berezhnaya O.P., Subbotin A.S. Geologo-tehnologicheskie aspekty osvoeniya uglevodorodnogo syr'ya Tanachi-Moktakonskogo perspektivnogo neftegazonosnogo rayona [Geological and technological aspects of exploration of hydrocarbons from the Tanachi-Moktakonsky promising oil and gas region]. *Geologiya, geofizika i mineralnoe syr'ye Sibiri. Materialy 2-y naauchno-prakticheskoy konferentsii* [Geology, geophysics and mineral resources of Siberia. Proc. 2nd scientific-practical conference]. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 2015. Vol. 2, pp. 166–168.
15. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zhiglova T.P. *Neftematerinskie formatsii, nef'ti i gazy dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoy platformy* Avtoreferat Diss. Kand. nauk [Oil source formations, oil and gases of the Precambrian and the Lower-Middle Cambrian of the Siberian platform. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 2014. 128 p.
16. Filiptsov Yu.A. *Neftegazonosnost verkhnego proterozoya zapadnoy chasti Sibirskoy platformy*. Avtoreferat Diss. Dokt. nauk [Oil and gas potential of the Upper Proterozoic of the western part of the Siberian Platform. Dr. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 2015. 40 p.
17. Behar F., Beaumont V., De B. Pentead H.L. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology*, Rev. IFP, 2001, vol. 56, no. 2, pp. 111–134. Available at: https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2001/02/behar_v56n2.pdf (accessed 15 June 2019).
18. Peters K. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bull.*, 1986, vol. 70, no. 3, pp. 318–329. Available at: <https://doi.org/10.1007/s13203-012-0006-6> (accessed 15 June 2019).
19. Rongxi Li, Futian Liu, Sanzhong Li, Shengli Xi, Lehrmann D.J. Magmatic activities and their impacts on oil/gas formation in the southwestern Ordos Basin, Central China. *Special Issue: Geology of Silk Road – Central China*, March 2018, vol. 2, pp. 178–179. Available at: <https://doi.org/10.1002/gj.3022> (accessed 9 June 2019).
20. Planke S., Rabbel O., Galland O., Millet J.M. Seismic imaging and petroleum implications of igneous intrusions in sedimentary basins constrained by outcrop analogues and seismic data from the Neuquén Basin and the NE Atlantic. *10 Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Geofísica: La Geofísica como vínculo entre el conocimiento de la tierra y la sociedad*. Buenos Aires, IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas), 2018. pp. 343–365. Available at: http://vbpr.no/wp-content/uploads/2018/11/Planke-2018-Conexpro-Mendoza_small.pdf (accessed 15 June 2019).
21. Javadli R., De Klerk A. Desulfurization of heavy oil. *Appl. Petrochem. Res.*, 2012, vol. 1, pp. 3–19. Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/81546024.pdf> (accessed 9 June 2019).
22. Liu Lin, Lü Hong, Qian Jianhua, Xing Jinjuan. Progress in the Technology for Desulfurization of Crude Oil. *China Petroleum Processing and Petrochemical Technology*, 2010, vol. 12, no. 4, pp. 1–6.
23. Mazgarov A.M., Vildanov A.F., Aslyamov I.R. *Tekhnologii VNI-IUS dlya serooschistki nef'ti, nefteproduktov, uglevodorodnykh gazov i stochnykh vod* [VNIUS technologies for desulphurization of petroleum, petroleum products, hydrocarbon gases and wastewater]. Moscow, OOO INTECHECO Publ., 2008. pp. 13–15.
24. *Ochistka nef'ti, nefteproduktov i stochnykh vod ot merkaptanov i serovodoroda* [Purification of oil, petroleum products and wastewater from mercaptans and hydrogen sulfide]. Available at: <http://vniius.com/technologies/petroleum-refining-and-gas-condensate/protsess-dms-1/> (accessed 9 June 2019).

Received: 18 June 2019.

Information about the authors

Alexander K. Bitner, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Yuri N. Bezborodov, Dr. Sc., professor, Siberian Federal University.

Elena V. Prokaten, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Nina F. Orlovskaya, Dr. Sc., professor, Siberian Federal University.

УДК 66.087.7

ВЛИЯНИЕ СМЕЩЕНИЯ СТАЦИОНАРНОГО ПОТЕНЦИАЛА АЛЮМИНИЕВОЙ ПОВЕРХНОСТИ НА СВОЙСТВА НИКЕЛЬ-ФОСФОРНЫХ ПОКРЫТИЙ

Рогова Инна Андреевна¹,
inna.aleksenko92@mail.ru

Ильин Александр Петрович¹,
ilyin@mail.ru

Налесник Олег Иванович¹,
nalesnik@tpu.ru

Матренин Сергей Вениаминович¹,
msv@mail.ru

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

Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования уже известных методов нанесения химических покрытий. К настоящему времени, несмотря на многочисленные исследования и практическое применение, процесс химического никелирования остается неидеальным. Небольшая скорость осаждения никеля, высокий расход компонентов раствора, а также сложность проведения процесса нанесения не способствуют повсеместному применению химического никелирования. В то же время, получаемые химическим способом покрытия значительно отличаются от тех, что получают электрохимическим способом: обладают ценными свойствами. Предложенный способ интенсификации за счет совмещения процессов нанесения никеля химическим и электрохимическим способами способен увеличить скорость осаждения покрытий, а также позволяет влиять на их состав и механические свойства.

Цель: повышение скорости химического никелирования путем наложения при осаждении отрицательного электрического потенциала на алюминиевую подложку, с предварительно нанесенным тонким слоем химически осажденного никеля, для сокращения времени проведения процесса.

Объект: никелевые покрытия на алюминиевой подложке из сплава марки Д16Т.

Методы: потенциодинамический, сканирующая электронная микроскопия, энергодисперсионный анализ, микротвердость, скретч-тест, профилометрия.

Результаты. Осуществлено совместное соосаждение химического и электрохимического никеля на алюминиевую подложку наложением на нее отрицательного электрического потенциала. Определено содержание фосфора в покрытиях в зависимости от смещения стационарного потенциала поверхности. Изучены физико-химические характеристики полученных покрытий: шероховатость, адгезия, твердость. Установлено, что небольшое смещение стационарного потенциала поверхности в катодную область позволяет получать никель-фосфорные покрытия, содержащие меньшее количество фосфора, но превосходящие по свойствам химическое покрытие.

Ключевые слова:

Потенциал смещения, скорость осаждения никеля, химическое никелирование, алюминий, шероховатость, твердость, адгезия.

Введение

Химические никель-фосфорные покрытия широко используются для защиты деталей машин и механизмов, так как обладают различными ценными свойствами, такими как: равномерность, однородность, коррозионная стойкость, твердость, износостойчивость [1–4].

Химическое никелирование относится к процессам автокаталитического восстановления, протекающим по электрохимическому механизму, основанному на восстановлении ионов никеля гипофосфитом в водных растворах. Механизм реакций, протекающих при химическом никелировании, весьма сложен и до сих пор изучается и уточняется [5, 6].

Реакция восстановления никеля гипофосфитом имеет ступенчатый характер, следовательно, химическое никелирование алюминиевых сплавов характеризуется невысокой скоростью и быстрым затуханием процесса, а также низким коэффици-

ентом использования солей никеля [7]. Соответственно, на скорость образования покрытия будет влиять множество факторов: концентрация основных компонентов, pH раствора, температура и время проведения процесса [8–10]. Следует отметить, что сам процесс химического никелирования занимает длительное время, при этом происходит расход химических реагентов, что, несомненно, является недостатком данного метода [11].

В данной работе рассмотрен способ повышения скорости химического никелирования за счет совмещения процессов нанесения никеля химическим и электрохимическим способами.

Методики эксперимента

Получение никель-фосфорного покрытия при совместном химическом и электрохимическом осаждении на алюминиевую поверхность осуществляли с использованием трехэлектродной системы

и потенциостата П-5848. Электродом сравнения был хлорсеребряный, вспомогательным электродом – графитовый стержень, рабочим электродом – алюминиевая пластина. При проведении эксперимента в качестве электролита был выбран кислый сульфатный раствор химического никелирования [12].

Подготовка подложки к процессу включала: обезжиривание в четыреххлористом углеводе и щелочном растворе, щелочное и кислотное травления, двойную цинкатную обработку с промежуточным кислотным травлением [13].

Вспомогательный и рабочий электроды, соединенные посредством солевого мостика с электродом сравнения, находящемся в растворе калия хлористого, погружали в предварительно разогретый до рабочей температуры (80 °C) раствор электролита (250 мл).

После установления потенциала на алюминиевой пластине в течение трех минут проводили химическое никелирование (для формирования контактного никелевого слоя). На блоке задающих напряжений потенциостата устанавливали выбранную величину потенциала смещения, проводили соосаждение химического и электрохимического никеля в течение 30 минут. После нанесения покрытия пластину промывали в проточной воде, высушивали на воздухе и взвешивали. Определение средней скорости осаждения покрытия проводили весовым методом, согласно представленной ниже формуле:

$$v_{Ni} = \frac{(m_2 - m_1)k}{d\tau S},$$

где m_1 – начальная масса детали, г; m_2 – конечная масса детали, г; k – коэффициент стравливания равный 0,9937; d – плотность никеля, г/см³; S – площадь одной детали, см²; τ – время проведения процесса, ч. Также проводили термическую обработку каждого образца при 350 °C в течение часа на воздухе.

Содержание фосфора в покрытии определяли с использованием энергодисперсионного анализа (Oxford INCA Energy 350). Твердость покрытий после отжига исследовали с помощью прибора Nano Indenter G200, в качестве индентора использовали алмазную пирамидку. Шероховатость покрытий исследовали с использованием трехмерного бесконтактного профилометра (Micro Measure 3D Station) с шагом измерения 0,1 мкм. Адгезионные свойства полученных образцов исследовали с помощью прибора Micro-Scratch Tester MST-S-AX-0000. Диапазон нагрузки составлял от 0 до 15 Н, скорость нагружения 15 Н/мин. Глубину проникновения определяли с помощью индукционного датчика. Звуки при растрескивании регистрировали акустическим датчиком.

Результаты и их обсуждение

Химическое никелирование алюминия происходит при постоянном стационарном потенциале,

равном –0,48 В. При погружении алюминиевой пластины с цинковым подслоем в раствор химического никелирования происходит рост потенциала с –0,90 до –0,48 В за счет замещения цинкового подслоя (являющегося активатором) на никелевый. После установления стационарного потенциала, без осуществления каких-либо электрохимических воздействий, протекает процесс химического никелирования. При этом скорость процесса невелика, но при незначительном смещении стационарного потенциала в катодную область происходит увеличение скорости осаждения.

В работе была проведена серия экспериментов с целью установления влияния величины потенциала смещения на среднюю скорость осаждения никеля и содержание фосфора. Результаты экспериментов приведены в табл. 1.

Таблица 1. Скорость осаждения никеля и содержание фосфора в покрытии в зависимости от смещения потенциала

Table 1. Nickel deposition rate and phosphorus content in the coating in depend on the potential shift

Смещение потенциала, В Potential shift, V	Скорость осаждения, мкм/ч Deposition rate, μm/h	Содержание фосфора, мас. % Phosphorous content, wt. %
0,00	10	4,60
–0,01	14	4,05
–0,03	16	1,54
–0,05	18	3,68
–0,08	20	4,02
–0,10	22	1,78
–0,15	24	0
–0,20	30	0
–0,25	40	0

Из полученных данных следует, что при сдвиге потенциала на сотые доли вольта в катодную область происходило увеличение скорости осаждения никеля. Поскольку при смещении потенциала происходило протекание электрического тока, то на химический процесс накладывался электрохимический, и доля химически осажденного никеля в составе осадка снижалась. Следовательно, должно наблюдаться изменение химического состава получаемого покрытия, а именно снижаться содержание фосфора. Это отражено в результатах (табл. 1), где при смещении потенциала на –0,03 В (при –0,51 В) происходило снижение содержания фосфора в покрытии. Дальнейшее смещение потенциала образца до –0,08 В вызывало рост содержания фосфора, что согласуется с содержанием электрохимически осажденного фосфора в покрытии.

При достижении смещения в –0,10 В и более количество фосфора в покрытии снижалось до уровня менее предела обнаружения фосфора (<0 мас. %), что свидетельствовало о преимущественном содержании электрохимического никеля в сравнении с содержанием химического никеля в покрытии или высокой скоростью осаждения, при которой соосаждение фосфора просто невозможно. Соответственно, получение покрытия согласно механизму, представленному в [14], при совместном никелиро-

вании с большим смещением стационарного потенциала в катодную область неосуществимо.

Катодное смещение потенциала подложки не только позволяет повышать скорость роста толщины никелевого покрытия (что позволяет сократить время получения толстослойных покрытий), но также способствует получению осадков с заданным составом и свойствами.

Морфология полученных образцов была исследована с использованием сканирующей электронной микроскопии. На рисунке приведена типичная микрофотография структуры поверхности химического никелевого покрытия: поверхность однородная, средний размер кристаллитов составляет 2 мкм. Ранее было показано, что при сдвиге стационарного потенциала наблюдается рост скорости осаждения никеля, поэтому изменяется и структура покрытия. Наиболее близкую структуру к химически осажденному покрытию имеет образец, полученный при катодном смещении в $-0,05$ В (рисунок, Б). Другие образцы, полученные при сдвиге до $-0,10$ В, отличаются от химически осажденного (рисунок, В). Покрытие, полученное при сдвиге потенциала на $-0,08$ В (рисунок, В), имеет неоднородную структуру поверхности за счет образования бугристых структур при автокаталитическом осаждении никеля в определенных точках поверхности. При сдвиге стационарного потенциала на $-0,10$ В (рисунок, Г) и более микроструктура поверхности разительно отличается от химически осажденного и близка к электрохимическому.

Полученные образцы отличались друг от друга по физико-химическим характеристикам, соответственно были проведены исследования зависимостей шероховатости, твердости и износостойкости покрытий от смещения стационарного потенциала поверхности.

В табл. 2 представлены результаты измерений величины шероховатости покрытия в зависимости от смещения стационарного потенциала поверхности, из которых следует, что с увеличением катодного смещения наблюдался как рост, так и снижение шероховатости.

Таблица 2. Шероховатость покрытия в зависимости от смещения потенциала поверхности

Table 2. Surface roughness in depend on the surface potential shift

Образцы Samples	Шероховатость Ra, мкм Roughness Ra, μm
алюминиевая пластина aluminium plate	0,545
химический никель $E_{\text{кат}}=0,00$ В electroless nickel $E_{\text{кат}}=0,00$ В	0,493
катодное смещение $E_{\text{кат}}=0,01$ В cathodic potential shift $E_{\text{кат}}=0,01$ В	0,851
0,03 В/В	0,671
0,05 В/В	0,665
0,08 В/В	0,622
0,10 В/В	0,373
0,15 В/В	0,217
0,20 В/В	0,335
0,25 В/В	0,242

В качестве эталонного образца была выбрана поверхность алюминиевой пластины, подготовленная по приведенной методике. При химическом никелировании происходило снижение шероховатости поверхности на $0,05$ мкм, что соответствует утверждению о выравнивающих свойствах химического никелирования [3, 15]. Следовательно, образцы, полученные при совместном химическом и электрохимическом никелировании, должны быть близки по значению шероховатости к химически полученному покрытию.

В то же время при катодном смещении потенциала образца на $0,01$ В от стационарного потенциала ($-0,48$ В) процесса химического никелирования происходит увеличение шероховатости поверхности в 2 раза, что связано с изменением качественного и количественного состава покрытия. При дальнейшем увеличении катодного воздействия до $-0,08$ В шероховатость поверхности снижалась незначительно, но при смещении на $-0,10$ В происходило снижение шероховатости в 2 раза. Данные изменения объясняются увеличением доли электрохимически осажденного никеля в сравнении с долей химически осажденного никеля.

Известно, что химический никель имеет мелкокристаллическую структуру с решеткой α -никеля,

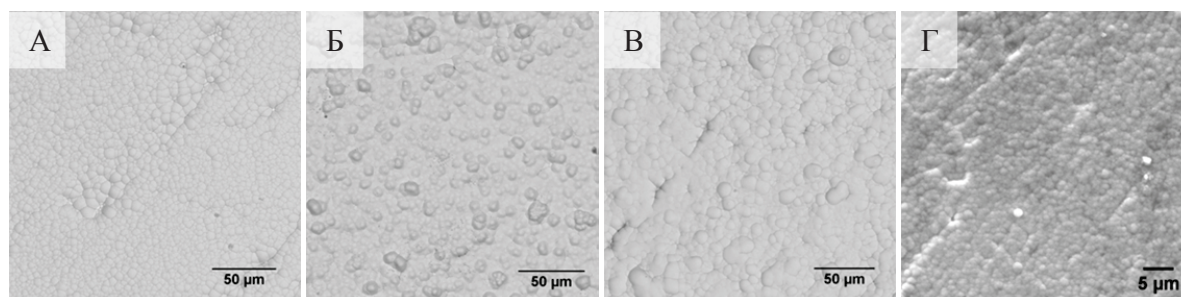


Рисунок. Микроструктура поверхности осажденных покрытий: (А) химическое никелирование; (Б) со сдвигом потенциала поверхности на $-0,05$ В; (В) со сдвигом потенциала поверхности на $-0,08$ В; (Г) со сдвигом потенциала поверхности на $-0,10$ В

Figure. Surface microstructure of the deposited coatings: (A) electroless nickel; (B) with surface potential shift by $-0,05$ В; (В) with surface potential shift by $-0,08$ В; (Г) with surface potential shift by $-0,10$ В

в которой атомы никеля и фосфора распределены равномерно [16]. Соответственно, при электрохимическом воздействии происходит неравномерное формирование никеля: осаждение происходит не по всей площади, а на отдельных кристаллах.

Согласно теоретическим данным, никелевые покрытия после получения необходимо термообрабатывать, так как нагрев способствует закрытию пор и протеканию процессов рекристаллизации в процессе отжига [17–20]. В табл. 3 представлены результаты зависимости микротвердости от смещения потенциала поверхности. Контрольными образцами были алюминиевая пластина и пластина, покрытая химическим никелированием.

Таблица 3. Микротвердость никелевого покрытия в зависимости от смещения потенциала поверхности

Table 3. Nickel coating microhardness in depend on the surface potential shift

Образцы Samples	Микротвердость, МПа Microhardness, MPa
алюминиевая пластина aluminium plate	1051
химический никель $E_{\text{кат}}=0,00$ В electroless nickel $E_{\text{кат}}=0,00$ V	1097
катодное смещение $E_{\text{кат}}=0,01$ В cathodic potential shift $E_{\text{кат}}=0,01$ V	587
0,03 В/В	790
0,05 В/В	1170
0,08 В/В	1587
0,10 В/В	1674
0,15 В/В	2194
0,20 В/В	4600
0,25 В/В	6827

Образец покрытия, полученный при катодном смещении в 0,01 В, обладал меньшей твердостью, чем контрольные образцы. Соответственно, небольшое электрохимическое воздействие на алюминиевую пластину ухудшает качество получаемых покрытий. При увеличении катодного сдвига твердость покрытий возрастала. Стоит отметить, что образец, полученный при смещении потенциала на 0,05 В, обладал твердостью выше контрольных образцов примерно на 100 МПа.

Дальнейшее смещение стационарного потенциала в катодную область, начиная с 0,08 В, способствовало получению покрытий с твердостью, которая превышала твердость контрольных образцов, что является положительным фактором для эксплуатационных характеристик покрытия.

Помимо шероховатости и микротвердости, одной из важных характеристик покрытий является адгезия. Соответственно, чем больше адгезия покрытия к подложке, тем дольше срок его службы.

В табл. 4 представлены результаты измерений адгезионных характеристик полученных никелевых покрытий.

Как видно из полученных данных, адгезионные характеристики росли с увеличением потенциала смещения поверхности до значения –0,08 В. После

этого значения происходило снижение прочностных характеристик покрытий. При этом необходимо отметить, что незначительное электрохимическое воздействие в 0,01 В на поверхность не способствует увеличению прочностных характеристик.

Таблица 4. Адгезионные характеристики покрытий при различных потенциалах смещения

Table 4. Adhesive characteristics of the coating at various potential shifts

Образцы Samples	Усилие, Н/Force, N		
	Трещины Cracks	Частичный отрыв Partial coating loss	Полный отрыв Overall coating loss
химический никель $E_{\text{кат}}=0,00$ В electroless nickel $E_{\text{кат}}=0,00$ V	0,50	0,89	1,61
катодное смещение $E_{\text{кат}}=0,01$ В cathodic shift $E_{\text{кат}}=0,01$ V	0,30	0,62	1,09
0,03 В/В	1,20	1,83	3,77
0,05 В/В	1,92	1,96	3,15
0,08 В/В	1,98	2,99	4,49
0,10 В/В	0,39	–	2,54
0,15 В/В	0,46	0,79	2,52
0,20 В/В	0,27	1,35	2,15
0,25 В/В	1,95	2,52	3,51

Как видно из полученных данных, адгезионные характеристики росли с увеличением потенциала смещения поверхности до значения –0,08 В. После этого значения происходило снижение прочностных характеристик покрытий. При этом необходимо отметить, что незначительное электрохимическое воздействие в 0,01 В на поверхность не способствует увеличению прочностных характеристик.

Выводы

1. Изучено влияние смещения потенциала электрода в катодную область на скорость осаждения, состав и структуру получаемых никелевых покрытий.
2. Показано, что при сдвиге потенциала в катодную область происходит соосаждение химического и электрохимического никеля, что способствует возрастанию скорости осаждения с 10 до 40 мкм/ч (в 4 раза).
3. Установлено, что при смещении потенциала от стационарного значения на –0,03 В происходит снижение содержания фосфора в никелевом покрытии с 4,60 до 1,54 %, а при дальнейшем увеличении сдвига потенциала до –0,08 В происходит рост его содержания до 4,02 %, вероятно, за счет прямого электрохимического восстановления гипофосфита. При этом показано, что образцы, полученные при смещениях потенциала –0,15; –0,20 и –0,25 В, не содержат фосфора.
4. Способ совместного нанесения химического и электрохимического никеля при некоторых смещениях потенциала поверхности в катодную область позволяет получать покрытия с меньшим содержанием фосфора, но лучшими физико-химическими характеристиками.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Volkova I.R., Chiganova G.A., Kiseleva S.A. The Structure and Main Characteristics of Diamond-Bearing Ni-P Coatings // Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces. – 2018. – V. 54. – № 1. – P. 95–98.
2. Sheng G.Y. Study on Growth Mode and Properties of Electroless Nickel Plating on Aluminum Alloy // Chemical Engineering Transactions. – 2016. – V. 55. – P. 319–324.
3. Loto C.A. Electroless nickel plating – a review // Silicon. – 2016. – V. 8. – № 2. – P. 177–186.
4. Mazur K., Stefańska A., Hebda M. Analysis of Chemical Nickel-Plating Process // Materials Science. – 2018. – V. 54. – № 3. – P. 387–394.
5. Effects of Ni-P amorphous films on mechanical and corrosion properties of Al 0.3 CoCrFeNi high-entropy alloys / Z.H. Xia, M. Zhang, Y. Zhang, Y. Zhao, P.K. Liaw, J.W. Qiao // Intermetallics. – 2018. – V. 94. – P. 65–72.
6. Farzaneh A., Ehteshamzadeh M., Cobley A.J. Modelling of surfactants and chemistry for electroless Ni-P plating // Surface Engineering. – 2018. – V. 34. – № 6. – P. 454–461.
7. Квасова А.М., Невмятулина Х.А., Винокуров Е.Г. Оценка функционирования процесса химического никелирования на основе SWOT-анализа // Успехи в химии и химической технологии. – 2016. – Т. 30. – № 2. – С. 14–15.
8. Pure thick nickel coating obtained by electroless plating: Surface characterization and wetting properties / V. Genova, L. Paglia, F. Marra, C. Bartuli, G. Pulci // Surface and Coatings Technology. – 2019. – V. 357. – P. 595–603.
9. Петухов И.В. Влияние концентрации компонентов раствора химического никелирования на топографию и микрорельеф Ni-P-покрытий // Электрохимия. – 2008. – Т. 44. – № 2. – С. 161–172.
10. Повышение производительности процесса химического никелирования / В.Д. Скопинцев, А.В. Моргунов, Е.Г. Винокуров, Х.А. Невмятулина // Гальванотехника и обработка поверхности. – 2016. – Т. 24. – № 3. – С. 26–31.
11. Electrochemically promoted electroless nickel-phosphorous plating on titanium substrate / C. Gao, L. Dai, W. Meng, Z. He, L. Wang // Applied Surface Science. – 2017. – V. 392. – P. 912–919.
12. Алексенко И.А. Химическое никелирование пластин из алюминия с применением электростимуляции поверхности // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва, посвященной 120-летию Томского политехнического университета. – Томск, 17–20 мая 2016. – С. 36–37.
13. Бельский М.А., Иванов А.Ф. Электроосаждение металлических покрытий. – М.: Металлургия, 1985. – 292 с.
14. Петухов И.В. О механизме роста Ni-P-покрытий, получаемых методом химического осаждения // Электрохимия. – 2007. – Т. 43. – № 1. – С. 36–43.
15. Влияние времени осаждения на процессы формирования Ni-P покрытий / И.В. Петухов, В.В. Семенова, Н.А. Медведева, В.А. Оборин // Вестник Пермского университета. Серия: Химия. – 2011. – № 3. – С. 47–56.
16. Моисеев В.И. Методика определения атомной структуры осадков химически восстановленного никеля // Известия Академии наук СССР. Серия физическая. – 1962. – Т. XXVI. – № 3. – С. 378–383.
17. Горелик С.С., Добаткин С.В., Капуткина Л.М. Рекристаллизация металлов и сплавов. – М.: МИСиС, 2005. – 432 с.
18. Delaunois F., Lienard P. Heat treatments for electroless nickel-boron plating on aluminium alloys // Surface and Coatings Technology. – 2002. – V. 160. – № 2–3. – P. 239–248.
19. Ashassi-Sorkhabi H., Rafizadeh S.H. Effect of coating time and heat treatment on structures and corrosion characteristics of electroless Ni-P alloy deposits // Surface and coatings Technology. – 2004. – V. 176. – № 3. – P. 318–326.
20. Mai Q.X., Daniels R.D., Harpalani H.B. Structural changes induced by heating in electroless nickel-phosphorus alloys // Thin Solid Films. – 1988. – V. 166. – P. 235–247.

Поступила 12.09.2019 г.

Информация об авторах

Рогова И.А., аспирант отделения естественных наук Школы базового инженерного образования Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ильин А.П., доктор физико-математических наук, профессор отделения естественных наук Школы базового инженерного образования Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Налесник О.И., кандидат технических наук, доцент научно-образовательного центра Н. М. Кижнера Инженерной школы новых производственных технологий им. Н.М. Кижнера Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Матренин С.В., кандидат технических наук, старший преподаватель отделения материаловедения Инженерной школы новых производственных технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 66.087.7

INFLUENCE OF STATIONARY POTENTIAL SHIFT OF ALUMINIUM SURFACE ON PROPERTIES OF NICKEL-PHOSPHORUS COATINGS

Inna A. Rogova¹,
inna.aleksenko92@mail.ru

Aleksandr P. Ilyin¹,
ilyin@mail.ru

Oleg I. Nalesnik¹,
nalesnik@tpu.ru

Sergey V. Matrenin¹,
msv@mail.ru

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

The relevance of the research is caused by the need to improve the already known methods of electroless coating deposition. To date, despite numerous studies and practical applications, the process of chemical nickel plating remains imperfect. The low nickel deposition rate, the high consumption of the solution components, and the complexity of the deposition do not contribute to the widespread use of chemical nickel plating. At the same time, chemically deposited coatings are significantly different from the electrochemical: they possess valuable properties. The presented technique of intensification due to the combination of nickel deposition processes by electroless and electrochemical methods is able to increase the deposition rate of the coatings, and also allows influencing their composition and mechanical properties.

The main aim of the research is to increase the rate of electroless nickel plating by application of a negative electric potential on aluminium substrate, with a thin layer of chemically predeposited nickel to reduce the time of the process.

Objects: nickel coatings on an aluminium substrate made of alloy grade D16T.

Methods: potentiodynamic, scanning electron microscopy, energy dispersive analysis, microhardness, scratch test, profilometry.

Results. Co-deposition of electroless and electrochemical nickel on an aluminium substrate was carried out with the negative electric potential shift. The dependence of phosphorus content in the coatings on the surface stationary potential shift was determined. The physicochemical characteristics of the obtained coatings were studied. It was established that a small shift of the surface stationary potential to the cathode region allows obtaining nickel-phosphorus coatings containing a smaller amount of phosphorus, but superior in properties to an electroless coating.

Key words:

Shift potential, nickel deposition rate, electroless nickel plating, aluminium, roughness, hardness, adhesion.

REFERENCES

1. Volkova I.R., Chiganova G.A., Kiseleva S.A. The Structure and Main Characteristics of Diamond-Bearing Ni-P Coatings. *Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces*, 2018, vol. 54, no. 1, pp. 95–98.
2. Sheng G.Y. Study on Growth Mode and Properties of Electroless Nickel Plating on Aluminum Alloy. *Chemical Engineering Transactions*, 2016, vol. 55, pp. 319–324.
3. Loto C.A. Electroless nickel plating – a review. *Silicon*, 2016, vol. 8, no. 2, pp. 177–186.
4. Mazur K., Stefańska A., Hebda M. Analysis of Chemical Nickel-Plating Process. *Materials Science*, 2018, vol. 54, no. 3, pp. 387–394.
5. Xia Z.H., Zhang M., Zhang Y., Zhao Y., Liaw P.K., Qiao J.W. Effects of Ni-P amorphous films on mechanical and corrosion properties of Al 0.3 CoCrFeNi high-entropy alloys. *Intermetallics*, 2018, vol. 94, pp. 65–72.
6. Farzaneh A., Elhteshamzadeh M., Cobley A.J. Modelling of surfactants and chemistry for electroless Ni-P plating. *Surface Engineering*, 2018, vol. 34, no. 6, pp. 454–461.
7. Kvasova A.M., Nevmyatullina H.A., Vinokurov E.G. Evaluation of the functioning of the electroless nickel plating process based on SWOT-analysis. *Advances in Chemistry and Chemical Technology*, 2016, vol. 30, no. 2, pp. 14–15. In Rus.
8. Genova V., Paglia L., Marra F., Bartuli C., Pulci G. Pure thick nickel coating obtained by electroless plating: Surface characterization and wetting properties. *Surface and Coatings Technology*, 2019, vol. 357, pp. 595–603.
9. Petuhov I.V. Influence of the concentration of the solution components of chemical nickel plating on the topography and micro-relief of Ni-P coatings. *Electrochemistry*, 2008, vol. 44, no. 2, pp. 161–172. In Rus.
10. Skopintsev V.D., Morgunov A.V., Vinokurov E.G., Nevmyatullina H.A. Improving the performance of the electroless nickel plating process. *Electroplating and surface treatment*, 2016, vol. 24, no. 3, pp. 26–31. In Rus.
11. Gao C., Dai L., Meng W., He Z., Wang L. Electrochemically promoted electroless nickel-phosphorous plating on titanium substrate. *Applied Surface Science*, 2017, vol. 392, pp. 912–919.
12. Aleksenko I.A. Khimicheskoe nikelirovanie plastin iz alyuminiya s primeneniem elektrostimulyatsii poverkhnosti [Electroless nickel plating of aluminium plates with electrical stimulation of surface]. *Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya v XXI veke. Materialy XVII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov i molodykh uchenykh imeni professor L.P. Kuleva, posvyashchennoy 120-letiyu Tomskogo Politehnicheskogo universiteta* [Chemistry and chemical technology in the XXI century. Proc. of the XVII International scientific-practical conference of

- students and young scientists named after professor L.P. Kulev, dedicated to 120th anniversary of Tomsk Polytechnic University]. Tomsk, 17–20 May 2016. pp. 36–37.
13. Belenkiy M.A., Ivanov A.F. *Elektroosazhdenie metallicheskih pokrytiy* [Electrodeposition of metallic coatings]. Moscow, Metallurgiya Publ., 1985. 292 p.
 14. Petuhov I.V. On the growth mechanism of Ni-P coatings produced by electroless deposition. *Electrochemistry*, 2007, vol. 43, no. 1, pp. 36–43. In Rus.
 15. Petuhov I.V., Semenova V.V., Medvedeva N.A., Oborin V.A. The effect of deposition time on the formation of Ni-P coatings. *Bulletin of Perm University. Series: Chemistry*, 2011, no. 3, pp. 47–56. In Rus.
 16. Moiseev V.I. Metodika opredeleniya atomnoy struktury osadkov khimicheskoi vosstanovlennoy nikelya [Method for determining the atomic structure of precipitates of chemically reduced nickel]. *Izvestiya Akademii nauk SSSR. Seriya fizicheskaya*, 1962, vol. XXVI, no. 3, pp. 378–383.
 17. Gorelik S.S., Dobatkin S.V., Kaputkina L.M. *Rekristallizatsiya metallov i spлавov* [Recrystallization of metals and alloys]. Moscow, MISIS Publ., 2005. 432 p.
 18. Delaunois F., Lienard P. Heat treatments for electroless nickel–boron plating on aluminium alloys. *Surface and Coatings Technology*, 2002, vol. 160, no. 2–3, pp. 239–248.
 19. Ashassi-Sorkhabi H., Rafizadeh S.H. Effect of coating time and heat treatment on structures and corrosion characteristics of electroless Ni–P alloy deposits. *Surface and coatings Technology*, 2004, vol. 176, no. 3, pp. 318–326.
 20. Mai Q.X., Daniels R.D., Harpalani H.B. Structural changes induced by heating in electroless nickel–phosphorus alloys. *Thin Solid Films*, 1988, vol. 166, pp. 235–247.

Received: 12 September 2019.

Information about the authors

Inna A. Rogova, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Aleksandr P. Ilyin, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Oleg I. Nalesnik, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Sergey V. Matrenin, Cand Sc., senior lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 339.13:546.882

ДИНАМИКА МИРОВОГО ПРОИЗВОДСТВА И ТОВАРНЫХ ПОТОКОВ НИОБИЕВОГО СЫРЬЯ

Боярко Григорий Юрьевич,
gub@tpu.ru

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

Актуальность работы обусловлена необходимостью изучения проблем монопольного мирового рынка ниобия.

Цель: изучение динамики мировых товарных потоков (производства, импорта, экспорта, потребления) ниобиевых продуктов (ниобиевых концентратов и феррониобия); выработка предложений по снижению уровня монополизации предложения ниобиевого сырья.

Методы: статистический, графический, логический.

Результаты. Мировой рынок ниобиевых продуктов является исключительно монополизированным с абсолютным доминированием бразильской компании *Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração (CBMM)*. Разработка крупнейшего в мире месторождения ниобия Араша с высококачественными и технологичными пироксеновыми рудами и отлаженное производство позволяют CBMM удерживать монопольную позицию. Ученными мировыми ресурсами ниобия (44,7 млн т Nb_2O_5) достаточно более чем на 50 лет растущего потребления ниобиевых продуктов. 63 % мировых ресурсов ниобия приходится на Бразилию. Мировой сбыт феррониобия вырос с 25 тыс. т в 1996 г. до 105 тыс. т в 2014 г., темпы прироста +8,7 %/год. В международной торговле находится более 95 % от производимого в мире феррониобия. На экспорт Бразилия поставляет 69,5–86,6 тыс. т/год, Канада – 6,1–10,7 тыс. т/год. Главными импортерами феррониобия являются США, Япония, Германия, Китай, Южная Корея, Италия, Бельгия, Франция и Россия. Выросли объемы импорта феррониобия в Китай (до 16,8 тыс. т в 2017 г., прирост +20,0 %/год), в США, Россию и Южную Корею, сократились в Испанию. Среднемировая цена феррониобия во времени выросла с 8,6 \$ США/кг в 2004 г. до 26,3 \$ США/кг в 2012 г., после чего начала снижаться вплоть до 19,6 \$ США/кг в 2017 г. Средние цены импорта ниже среднемировой наблюдаются для Китая (–1,5 % отн.) и России (–19,5 % отн.). Выше среднемировой цены феррониобия средние цены на импорт (+0,6...6,2 % отн.) в Японию, Францию, Италию, Бельгию, США, Германию, Британию. Значительно выше среднемировых цены импорта феррониобия в Индию, составлявшие в 2006–2017 гг. +39...65 % отн. Мировое потребление феррониобия во времени увеличивается, имея прирост объемов +9,1 %/год, что значительно опережает прирост производства стали (+4,3 %/год) и других ферросплавов (+3...6 %/год). Растет мировое удельное потребление феррониобия на 1 т стальной продукции – с 28 г/т в 1996 г. до 63 г/т в 2017 г. По абсолютным объемам потребления феррониобия наибольшие темпы прироста приходятся на Китай – с 0,9 тыс. т в 1999 г. до 16,8 тыс. т в 2017 г. (темпы прироста +25,2 %/год). Высокие темпы прироста абсолютного потребления также в Южной Корее, России, Индии и Бельгии. Превышает среднемировой уровень удельного потребления феррониобия (2017 г.) в Бельгии (250 г/т), Германии (155 г/т), США (111 г/т), Южной Корее (106 г/т), Франции (97 г/т), Японии (85 г/т), Италии (84 г/т), Британии (84 г/т) и России (73 г/т). Компания CBMM ведет активную ценовую политику, препятствующую появлению в других странах новых проектов добычи ниобия. Второй проблемой освоения большинства ниобиевых месторождений является многокомпонентность их состава, которая несет риски дисбаланса реализации получаемых товарных продуктов. Наиболее интересен проект разработки Томторского ниобий-редкоземельного месторождения в России, при определенных условиях возможно осуществление проектов Элк-Крик в США, Хурауях в Саудовской Аравии, Бонга в Намибии, Сукулу в Уганде, Мотцфельд в Гренландии, Большезиминское в России.

Ключевые слова:

Ниобиевое сырье, Бразилия, монополия, феррониобий, производство, экспорт, импорт, потребление, ценообразование.

Введение

Ниобий – металл, обладающий высокой пластичностью, коррозионной стойкостью, хорошей свариваемостью и малым сечением захвата нейтронов. Он является микролигирующей добавкой (в виде феррониобия) в составе сплавов, обладающих высокой прочностью и значительной пластичностью, жаро-, морозо- и коррозионно-стойкостью [1, 2].

Мировой рынок ниобиевых продуктов своеобразен наличием значительных сырьевых ресурсов в множестве крупных месторождений, разбросанных по всему миру и при этом абсолютным доминированием на мировом рынке продаж феррониобия одной бразильской компании *Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração (CBMM)*, осуществившей 86 % его мирового накопленного производства. Потребности в феррониобии выросли за последние 20 лет в пять раз, многократно опередив прирост востребованности других ферросплавов.

Ниобий признан критическим материалом для экономики США [3], Европейского Союза [4], России [5] и других стран.

Геологические комплексы, в которых находятся месторождения ниобия, представлены магматическими карбонатитами, редкометалльными пегматитами, щелочными гранитами и сиенитами. Все эти комплексы представляют так называемую геологическую экзотику, и их изучение всегда весьма подробно. Поэтому поиски редкометалльных месторождений, в частности ниобия, весьма эффективны, особенно с применением геохимических методов. Основными минералами ниобия являются: *пироксенол* (40–80 % Nb_2O_5 , в карбонатитах), *колумбит-танталит* (50–78 % Nb_2O_5 , в пегматитах, щелочных гранитах и сиенитах), *лопарит* (6–8 % Nb_2O_5 , в щелочных сиенитах). Кроме этого, ниобий извлекается из шлаков переработки оловянных концентратов. Положительным фактором для освоения ниобиевых месторождений в

карбонатитовых массивах является то, что в результате экзогенного выветривания легко разрушаемых карбонатов происходит накопление свободных зерен пирохлора, а сами руды представляют собой технологичный для обогащения рыхлый материал. Существенным негативным фактором для многих ниобиевых залежей является многокомпонентность получаемой продукции (тантал, редкоземельные металлы, литий, цирконий, титан, фосфор и др.), что усложняет производство переработки руд и повышает риски освоения таких месторождений.

Методы исследований

С целью изучения мирового рынка ниобиевых продуктов были обработаны наиболее полные данные по мировой добыче ниобиевого сырья за 1950–2017 гг., по производству феррониобия за 2004–2017 гг., а также по мировым ценам на различные ниобиевые продукты. Источники информации: бюллетени и обзоры Геологической службы США [6] и Британии [7], Государственные доклады Министерства природных ресурсов России [5], базы данных Федеральной таможенной службы России [8] и Госкомстата России [9], обзоры информационных центров [10, 11]. Ввиду различий в представлении информации по единицам измерений объемов добычи ниобиевых руд и концентратов и производства феррониобия ферросплавов (торговых фунтов, коротких, длинных и метрических тонн, веса сырой руды, массы пересчетов на 100 % учтенных Nb и Nb₂O₅), а также изменчивости качества реализуемого ниобиевого концентрата, его объемы приведены к метрическим тоннам в пересчете на 100 % Nb. Аналогично цены на ниобиевые продукты приведены к стоимости их метрической тонны. Учет ресурсов ниобиевых руд и концентратов приводится к метрическим тоннам содержания в них 100 % учтенного Nb₂O₅. Информация по ниобиевым продуктам доступна с большими лакунами, в частности, с 1981 г. бразильская компания СВММ не публикует данных по отпускным ценам на ниобиевые товары. Аналогично нет данных по ценам на канадские ниобиевые продукты с 1989 г. Цены на ниобиевый концентрат и феррониобий определялись косвенно – по объемам и стоимости импортных потоков этих товарных продуктов.

Источники (добыча) ниобиевого сырья

Домонопольный период развития ниобиевого рынка. В 40–50-е гг. XX в. мировые потребности в ниобиевом сырье для производства специальных сплавов сталей составляли всего 0,3–1,5 тыс. т и удовлетворялись поставками из стран – переменных лидеров добычи – Юго-Западной Африки (ныне Намибии), Нигерии, Бразилии, а также Канады, Бельгийского Конго (ныне Республики Конго), Норвегии и других стран (рис. 1). Ниобиевое сырье извлекалось в виде колумбит-танталитовых концентратов при разработке оловоносных пегматитов месторождения Юс-Тин в Юго-Западной Афри-

ке (ныне Намибии), месторождений Манонго и Маниема в Бельгийском Конго (ныне Демократической Республики Конго) и месторождения Фонтанхас в Португалии, попутного колумбита из оловянных россыпей Семилинга в штате Кедах в Малайзии, пирохлоровых концентратов из щелочных гранитов месторождения Каффо в Нигерии, а также из карбонатитов месторождений Сёвё в Норвегии, Ока в Канаде, Араша в Бразилии и Кайзершталь в Западной Германии.

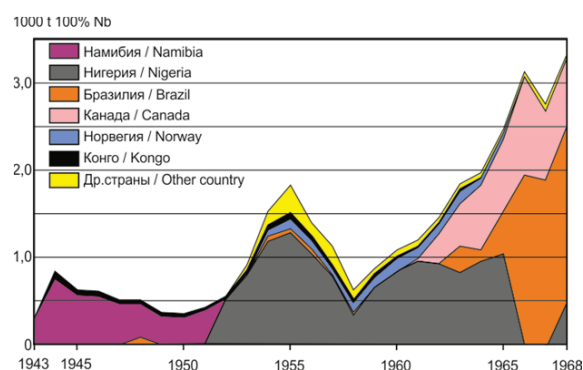


Рис. 1. Динамика мирового производства ниобиевого сырья в домонопольный период за 1943–1968 гг. Составлено по данным Геологической службы США [6] и Британии [7]

Fig. 1. Dynamics of world production of niobium raw materials in premonopoly period 1943–1968. Compiled according the data of the U.S. Geological Survey [6] and Britain Geological Survey [7]

Монополизация мирового ниобиевого рынка. Начиная с 1967 г. происходит рост мирового потребления ниобия с 2,3 тыс. т/год вплоть до 15 тыс. т в 1980 г. (рис. 2). Спрос перекрывается наращиванием добывающих мощностей на открытом в 1953 г. крупнейшем в мире ниобиевом месторождении Араша в Бразилии [12] (рис. 4), разрабатываемом оператором СВММ, при этом доля этой компании в мировых поставках выросла с 0,5 % в 1962 г. до 85 % в 1980 г. Кроме бразильских поставок наращиваются предложения канадской компанией St. Lawrence Columbium and Metals Corp. (StLC&MC) ниобия, добытого на месторождении Ока – с 0,3 тыс. т в 1962 г. до 2,0 тыс. т в 1970 г. (с 1,8 до 23,5 % мирового производства). Поставки ниобиевого сырья в этот период из других стран (Нигерии, Заир-Конго, Австралии) не превышают 600 т/год.

В 1979–1995 гг. мировой уровень добычи ниобия составляет 10,5–16,2 тыс. т/год. Основная доля добычи ниобиевого сырья производится компанией СВММ на месторождении Араша (77,7–85,8 % мирового производства). В Канаде остановка выработанного рудника Ока замещается вовлечением в эксплуатацию нового месторождения Ниобик (карбонатитовый массив Сент-Оноре) [13], разрабатываемого компанией Niobic Inc., поставляющей 1,9–3,3 тыс. т ниобия в год (11,4–20,6 % мирового производства). Из других стран (Заир-Конго, Австралии, Руанды) поставки ниобиевого сырья составляют до 660 т/год.

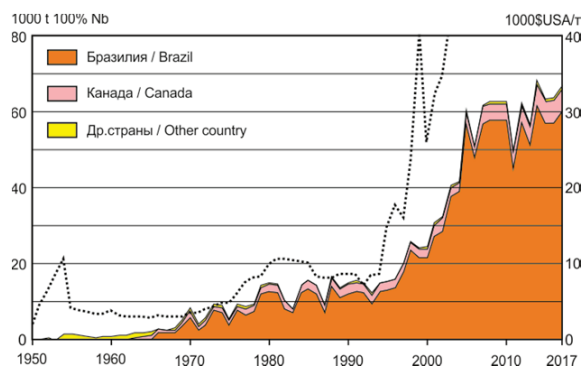


Рис. 2. Динамика мирового производства ниобиевого сырья (по странам – лидерам добычи) в пересчете на 100 % Nb и мировых цен на него (по ценам импорта США) за 1950–2017 гг. Составлено по данным Геологической службы США [6] и Британии [7], информационного центра TrendEconomy [10]

Fig. 2. Dynamics of global production of niobium raw materials (by the leading countries of production) in terms of 100 % Nb and world prices for it (at USA import prices) for 1950–2017. Compiled according to the data of the U.S. Geological Survey [6] and Britain Geological Survey [7], Information Center TrendEconomy [10]

В 1996 г. начался интенсивный рост мирового спроса на ниобий с 16,2 тыс. т до максимума в 68,7 тыс. т 100 % Nb в 2014 г. (темпы изменений +7,3 %/год). Как и ранее, подавляющее количество ниобиевого сырья добывается в Бразилии, где кроме Араши компанией Mineracao Catalao de Goias S.A. начата эксплуатация карбонатитового месторождения ниобия Каталао [14]. Доля Бразилии в мировом производстве ниобия составляет 87,7–94,0 %. В Канаде компания Niobic Inc. продолжает добычу ниобиевого сырья на одноименном месторождении – 2,3–5,9 тыс. т/год. Из других стран (Руанды, Конго, Нигерии) поставки ниобиевого сырья суммарно составляют до 875 т/год.

Минералогические потоки товарных ниобиевых сырьевых продуктов

В минералогическом отношении ниобиевые сырьевые продукты представлены пирохлоровым и колумбит-танталитовыми концентратами. Ввиду различий качества концентратов во времени динамика объемов их добычи и учтенного в концентрате ниобия конформны не полностью (рис. 2, 3). В 2007–2017 гг. мировая добыча *пирохлорового концентрата* составляла 200–250 тыс. т/год или 98–99 % от суммы ниобиевых концентратов. Подавляющее количество пирохлорового концентрата поступает с месторождений Араша и Каталао в Бразилии и Ниобек в Канаде. Объемы добычи *колумбит-танталитовых концентратов*, получаемых при разработке существенно танталовых месторождений, незначительны и составляют 3–6 тыс. т/год. Начиная с 90-х гг. XX в. колумбит-танталитовые концентраты становятся базовым сырьем для производства тантала (увеличившего спрос на изготовление твердых конденсаторов в микроэлектронике), а ниобиевая продукция из

них становится зависимым попутным компонентом. Колумбит-танталитовый концентрат поступает с разрабатываемых танталовых месторождений Гитарама (Руанда), Кисенго (Конго), Питинга (Бразилия), Тамбани (Малави), Кэтлин и Пилгангоора (Австралия), Тоуми (Бенин), Муиане (Мозамбик).

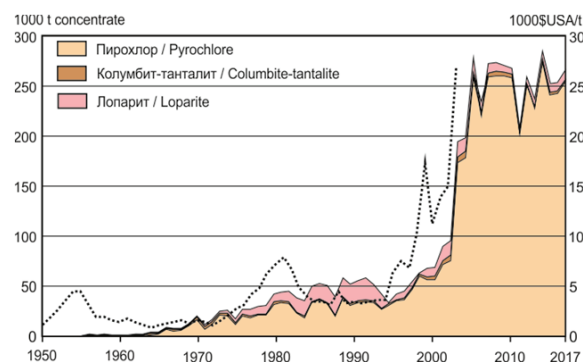


Рис. 3. Динамика мирового производства ниобиевых концентратов (по минеральным видам) и мировых цен на пирохлорный концентрат (по ценам импорта в США) за 1950–2017 гг. Составлено по данным Геологической службы США [6] и Британии [7], Госкомстата России [9] и Информационного центра TrendEconomy [10]

Fig. 3. Dynamics of global production of niobium concentrates (by mineral species) and world prices for pyrochlore concentrate (at USA import prices) for 1950–2017. Compiled according to the data of the U.S. Geological Survey [6] and Britain Geological Survey [7], Federal State Statistics Service of Russia [9] and Information Center TrendEconomy [10]

В России ниобий извлекается как побочный продукт при переработке комплексного *редкометалльного концентрата лопарита*, добываемого на Ловозерском редкоземельно-ниобиевом месторождении в Мурманской области. Максимальная добыча концентрата составляла до 25 тыс. т/год, но в 90-х гг. XX в. она уменьшилась до 5,3–8,9 тыс. т/год. При переработке лопаритового концентрата на Соликамском магниевом заводе получают 1,9–3,1 тыс. т/год редкоземельных продуктов, 0,6–2,2 тыс. т/год титановой продукции, 27–49 т/год танталовых соединений и 397–628 т/год ниобиевых товарных продуктов [15]. Кроме этого, на Ключевском ферросплавном заводе из поставок российского сырья периодически осуществляется производство феррониобия (до 150 т/год) [16]. Национальное производство ниобиевого сырья в России исчезающе мало и обеспечивает всего 6–9 % существующего потребления ниобиевых продуктов.

Мировые ресурсы ниобия

Как отмечалось выше, месторождения ниобия представляют собой геологически интересные объекты, зачастую с комплексом других ценных компонентов, таких как тантал, редкоземельные металлы, литий, цирконий, титан, фосфаты, плавленый шпат. В результате к настоящему времени обнаружено и готово к эксплуатации множество месторождений ниобия в геологических ком-

плексах магматических карбонатитов, редкометалльных пегматитов, щелочных гранитов и сиенитов. В таблице приводятся данные по крупнейшим в мире подготовленным ниобиевым месторождениям. В разработке находятся пироксоловые месторождения в карбонатитах Араша и Каталао в Бразилии, а также Ниобек в Канаде. В не-

больших объемах (первые сотни тонн в год) эксплуатируются пегматитовые месторождения колумбита-танталита в провинции Катанга (Демократическая Республика Конго) и области Гитарама в Руанде (рис. 4).

Крупнейшее в мире месторождение ниобия Арша в Бразилии (таблица, рис. 4) с годовой добы-

Таблица. Крупнейшие в мире месторождения ниобия

Table. World's largest niobium deposits

Месторождение/Mine	Страна/Country	Геологический тип месторождения Geological type of the deposit	Ресурсы, тыс. т Nb ₂ O ₅ Resources, 1000 t Nb ₂ O ₅	Среднее содержание Nb ₂ O ₅ в рудах, % Grade of Nb ₂ O ₅ , %
Араша/Araxa	Бразилия/Brazil	Карбонатиты/Carbonatite	26498	1,89
Бонга/Bonga	Ангола/Angola	Карбонатиты/Carbonatite	3955	0,48
Ниобек/Niobec	Канада/Canada	Карбонатиты/Carbonatite	1760	0,42
Мотцфельд/Motzfeldt	Гренландия/Greenland	Редкометалльные граниты и сиениты Rare-metal granite and syenite	1564	0,46
Каталао/Catalão	Бразилия/Brazil	Карбонатиты/Carbonatite	1317	1,24
Томторское/Tomtor	Россия/Russia	Карбонатиты/Carbonatite	1219	3,99
Тхор-Лэйк/Thor Lake	Канада/Canada	Редкометалльные граниты и сиениты Rare-metal granite and syenite	1123	0,36
Гхурауях/Ghurayyah	Саудовская Аравия Saudi Arabia	Карбонатиты/Carbonatite	1093	0,28
Баян-Обо/Bayan Obo	Китай/China	Редкометалльные граниты Rare-metal granite	1040	0,13
Большеземинское Bolshezhiminskoe	Россия/Russia	Карбонатиты/Carbonatite	750	1,50
Элк-Крик/Elk Creek	США/USA	Карбонатиты/Carbonatite	654	0,64
Ловозерское/Lovozero	Россия/Russia	Редкометалльные щелочные сиениты Rare-metal alkaline syenite	585	0,24
Сукулу/Sukulu	Уганда/Uganda	Карбонатиты/Carbonatite	550	0,30
Катугинское/Katuginskoe	Россия/Russia	Редкометалльные граниты и сиениты Rare-metal granite and syenite	472	0,31

Источники: Геологическая служба США [6], Министерство природных ресурсов России [5], Информационно-аналитический центр «Минерал» [11].

Sources: U.S. Geological Survey [6], Ministry of Natural resources of Russia [5], Information and analytical center «Mineral» [11].

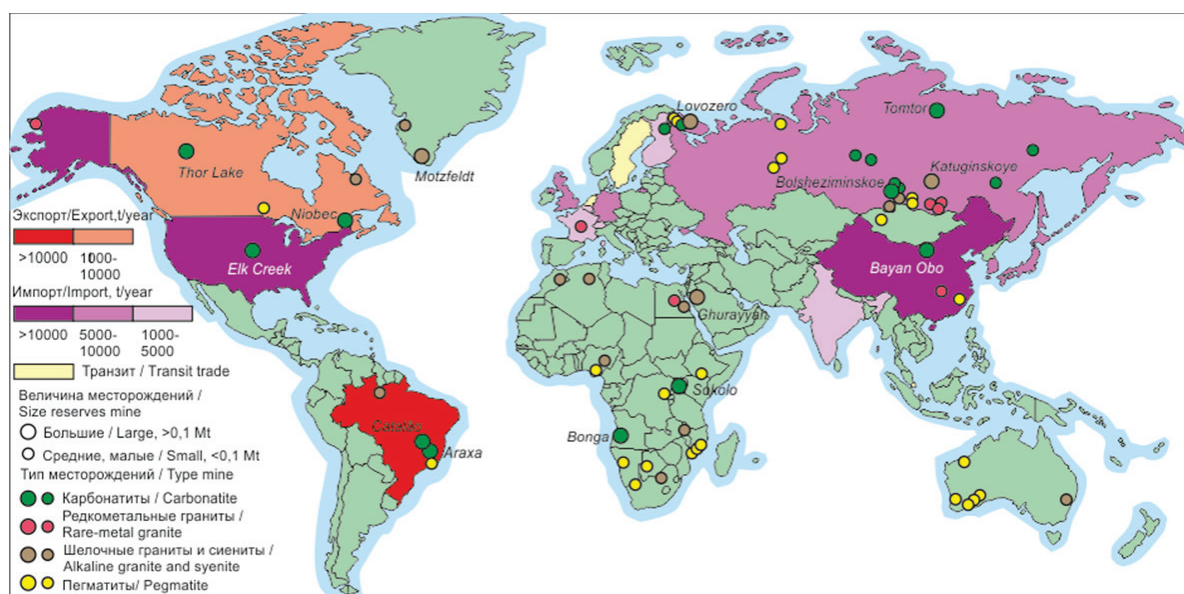


Рис. 4. Карта мира с локализацией ниобиевых месторождений и стран-лидеров международной торговли феррониобием (экспортеры, импортеры и транзитеры)

Fig. 4. World map with locations of niobium mines and countries-leaders of international trade in ferroniobium (exporters, importers and transiters)

чей в 10-х гг. XXI в. 41–58 тыс. т 100 % Nb/год включает 26,5 млн т Nb₂O₅ со средним содержанием 1,89 % Nb₂O₅, в т. ч. 11,4 млн т Nb₂O₅ со средним содержанием 2,48 % Nb₂O₅ приходится на рыхлую кору выветривания, сформировавшую легкообогащаемые руды со свободными зернами пироклора. Огромные запасы, высокое природное качество руд, организованное производство, низкие издержки при добыче, обогащении и переработке пироклорового концентрата на феррониобий позволяют компании Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração монополю доминировать на мировом рынке ниобиевых продуктов [12]. Продолжается наращивание добычи ниобиевого сырья (2017 г. – 6 тыс. т в пересчете на 100 % Nb) и на другом бразильском месторождении Каталао (разрабатываемое ныне компанией Anglo American Brazil Ltd.), оцениваемое в 1,3 млн т Nb₂O₅ при среднем содержании 1,24 % Nb₂O₅, в т. ч. на участке Каталао II – рыхлая кора выветривания, включающая 57 тыс. т Nb₂O₅ при среднем содержании 1,67 % Nb₂O₅ [14]. Кроме вышеприведенных месторождений в Бразилии известны месторождения Талираи, Моно Дос Сьес Лагос, Питинга, Молта Гранде и другие.

Третье в мире по запасам и второе по объемам добычи карбонатитовое месторождение Ниобик в Канаде включает 1,76 млн т Nb₂O₅, при среднем содержании 0,42 % Nb₂O₅, и уровне добычи в 10-е гг. XXI в. 4,4–5,8 тыс. т 100 % Nb/год. Не смотря на относительно низкое качество карбонатитовых руд и подземный способ добычи, компания Niobec Inc., имея устоявшееся производство феррониобия и ориентируясь на максимальные цены отгрузки бразильских ниобиевых продуктов, осуществляет стабильные поставки в США [13, 17]. В Канаде находится также крупное неразрабатываемое месторождение Тхор-Лэйк (1,1 млн т Nb₂O₅ при среднем содержании 0,36 % Nb₂O₅), которое представляет собой геологический комплекс щелочных гранитов и сиенитов с минерализацией Zr, Nb и редкоземельных элементов [18]. Кроме выше рассмотренных месторождений в Канаде известны месторождения Бин-Ривер, Кривейр, Стронг-Лейк, Ока и другие.

Все остальные крупнейшие месторождения мира ввиду многокомпонентности имеют высокие риски реализации проектов и поэтому для инвесторов малоинтересны. Второе в мире по учтенным запасам ниобиевое месторождение Бонга в Намибии (4,0 млн т Nb₂O₅ при среднем содержании 0,48 % Nb₂O₅) находится в кальцитовых карбонатитах, обогащенных пироклором, апатитом, магнетитом, флюоритом и минералами редкоземельных элементов [19]. В Гренландии располагается месторождение Мотзфельд (1,6 млн т Nb₂O₅ при среднем содержании 0,46 % Nb₂O₅), где в карбонатитах находится минерализация Zr, Ta, Nb и редкоземельных элементов [20]. Месторождение Гхурауях в Саудовской Аравии (1,1 млн т Nb₂O₅ при среднем содержании 0,28 % Nb₂O₅) представлено щелочными гранитами с Ta-Nb минерализацией [21]. Разрабатываемое

редкоземельное месторождение Баян-Обо в Китае в карбонатитах включает попутную ниобиевую минерализацию (1,0 млн т Nb₂O₅ при среднем содержании 0,1 % Nb₂O₅), но извлечения ниобиевого сырья не производится [22]. Месторождение Элк-Крик в США (0,7 млн т Nb₂O₅ при среднем содержании 0,64 % Nb₂O₅) представляет собой рыхлую кору выветривания карбонатитового массива, обогащенную гематитом, баритом и пироклором и перекрывающую толщей (180 м) более молодых пород, что делает это месторождение гранично рентабельным [23]. Редкоземельно-апатитовое месторождение Сукуллу с попутной ниобиевой минерализацией в одноименном карбонатитовом массиве в Уганде также проблемно по перспективам его освоения (0,55 млн т Nb₂O₅ при среднем содержании 0,3 % Nb₂O₅). В Австралии до 2008 г. разрабатывалось олово-танталовое пегматитовое месторождение Гринбушес (Западная Австралия) с попутным извлечением колумбит-танталитового концентрата, но в настоящее время оно законсервировано. Остановлена работа и на других австралийских ниобий-танталовых месторождениях – Вуджин, Кабот, Ялго.

В России разрабатывается Ловозерское редкоземельное месторождение, где ниобий является попутным компонентом в перерабатываемом лопаритовом концентрате. Запасы ниобия в этом месторождении составляют 0,6 млн т Nb₂O₅ при среднем содержании 0,24 % Nb₂O₅), но объемы реализации извлекаемого ниобия полностью зависят от технологической цепочки переработки лопаритового концентрата на базовый товарный продукт – губчатый титан. При этом ниобий и оксиды редких земель, которые являются лишь попутными продуктами, и объемы их реализации зачастую не увязываются по объемам со спросом потребителей этих товарных продуктов. Разрабатывались также мелкие пегматитовые месторождения Вишневогорское и Липовый Лог на Среднем Урале с выпуском пироклорового концентрата, а также многокомпонентные месторождения в редкометалльных гранитах (Орловское, Етыкинское и Завитинское в Забайкалье) с извлечением попутного колумбит-танталитового концентрата, но эти производства были закрыты в 1990-е гг. как нерентабельные.

Другие известные в России ниобиевые месторождения представлены многокомпонентными объектами, требующими комплексного извлечения полезных ископаемых и компонентов, имеющих различную конъюнктуру и объемы сбыта, что повышает риски их освоения.

Катугинское месторождение в щелочных породах в Забайкальском крае с запасами 0,47 млн т Nb₂O₅ со средним содержанием Nb₂O₅ в рудах 0,31 % включает редкоземельную (ΣTR – 0,25 %), циркониевую (ZrO₂ – 1,38 %) и криолитовую минерализацию, что затрудняет его комплексное освоение [5].

В Иркутской области находится Nb-TR-фосфатное месторождение Белозиминское, представляющее собой литофицированную кору выветривания

по карбонатитам с ресурсами 0,75 млн т Nb_2O_5 со средним содержанием 1,5 % Nb_2O_5 [24].

Наиболее перспективным считается Томторское месторождение в Республике Саха-Якутия с редкоземельно-редкометалльной минерализацией в карбонатитах с ресурсами 1,2 млн т Nb_2O_5 при среднем содержании 3,99 % Nb_2O_5 . В его пределах выделяется супербогатый участок Буранный, включающий 8 % ресурсов месторождения со средним содержанием 6,7 % Nb_2O_5 и 9,3 % TR_2O_3 [5]. Однако кроме технологических сложностей от многокомпонентности руд для этого месторождения серьезным препятствием является крайняя сложность транспортной доступности.

Кроме вышеприведенных подготовленных ниобиевых объектов в России известны и другие ниобиевые месторождения – в карбонатитах: Чукотское, Татарское (Красноярский край), Арбастах, Горноозерское (Республика Саха-Якутия), Среднезиминское, Большетагнинское (Иркутская область), Неске-Вара (Мурманская область), в щелочных гранитах и сиенитах: Улуг-Танзегское (Республика Тыва), Зашихинское (Иркутская область), Тайкеу, Лонгот-Юган и Усть-Мраморное (Ямало-Ненецкий округ), в пегматитах: Вишняковское, Гольцовое (Иркутская область), Колмозерское, Ролюстундровское (Мурманская область) [25–27].

Суммарные ресурсы ниобиевого сырья в мире превышают 44 млн т Nb_2O_5 , что достаточно для обеспечения мировой потребности в ниобиевых продуктах с учетом увеличения +10 %/год более чем на 50 лет. Распределение запасов ниобия по странам (рис. 5), в принципе, повторяет последовательность национальной принадлежности крупнейших месторождений мира. Ожидается на Бразилию приходится 63 % мировых ресурсов ниобиевого сырья.

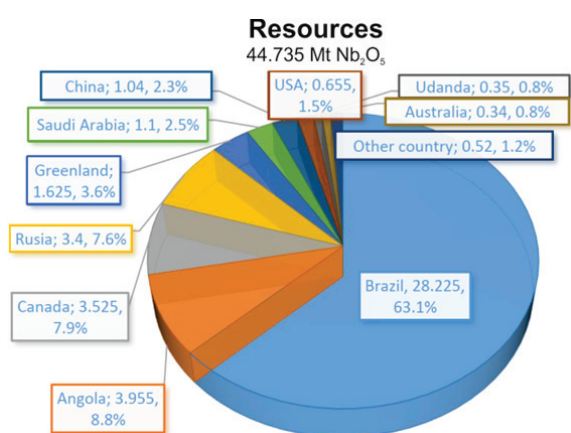


Рис. 5. Мировые ресурсы ниобиевого сырья по состоянию на 2015 г., в пересчете на Nb_2O_5 . Составлено с уточнениями по данным Геологической службы США [6] и Информационного центра «Минерал-Инфо» [11]

Fig. 5. World resources of niobium raw materials as of 2015, in terms of Nb_2O_5 . Compiled with clarifications according to the U.S. Geological Survey [6] and Information Center «Mineral-Info» [11]

Феррониобий

До 1960 г. свыше 70 % мирового производства первичных ниобиевых продуктов (93 % – феррониобий, 5 % – ниобий металлический, 2 % карбид ниобия), которые использовались в основном в производстве жаропрочных сталей для нужд атомной промышленности, приходится на США (до 1,5 тыс. т/год). К 1965 г. доля импорта ниобиевых концентратов в США снизилась до 40 % от их мирового производства и появились новые производители конечных ниобиевых продуктов. В 1964 г. начато производство феррониобия из собственного сырья в Канаде, в 1965 г. – в Бразилии. Развилась и международная торговля феррониобием, в которой в качестве продавцов участвуют его производители – Бразилия, Канада и Австрия, а в качестве покупателей – США, Япония, Франция и Бельгия. В 1970-е гг. главные мировые производители ниобиевого сырья – Бразилия и Канада – практически полностью перешли на реализацию продукции более высокого передела – феррониобия. С 1970-х гг. в СССР производилось до 2 тыс. т ниобиевых продуктов, получаемых при переработке лопаритового концентрата, но в 1990-х гг. их предложение упало до 0,5 тыс. т/год.

На рис. 6, а показана динамика мирового производства феррониобия за 1975–2017 гг., отражающая доминирующую роль предложения бразильских производителей в это время. Суммарное потребление феррониобия определяется его спросом в производстве специальных сталей. Поэтому динамика мирового производства феррониобия в первом приближении повторяет динамику выпуска стальной продукции, которая осложняется тенденцией неравномерного увеличения во времени удельного потребления феррониобия в промышленно развитых странах. В 1980–1993 гг. мировое производство и сбыт феррониобия находился на уровне 20–24 тыс. т/год с локальными провалами до 12–15 тыс. т/год в 1983 и 1987 гг. С 1994 г. вследствие бурного развития производства стали в Китае наметился подъем общемирового потребления феррониобия вплоть до 41–42 тыс. т/год в 2001–2004 гг. (прирост +7,1 %/год). В 2005 г. ввиду увеличения объемов производства специальных сталей в промышленно развитых странах процесс роста объемов потребления феррониобия также ускорился, достигнув максимума в 105 тыс. т в 2014 г. (прирост в 2005–2014 гг. +13,1 %/год). Финансовый кризис 2008 г. сопровождался временной просадкой производства феррониобия в 2009 г. на –38 %.

Производство феррониобия в Бразилии в 2010–2017 гг. составляло 77–88 тыс. т/год, в Канаде – 7,2–9,2 тыс. т/год, в других странах 80–450 т/год (суммарно).

Доля Бразилии в мировом производстве феррониобия выросла с 58 % в 1977 г. до 90–92 % в 10-х гг. XXI в. (рис. 6, б). Доля Канады, наоборот, уменьшилась за этот период с 20–24 до 7–9 %. Производство феррониобия в других странах, составлявшее в 1970-е гг. до 20 %, к 1995 г. сократилось до исчезающе малых долей (менее 1 %).

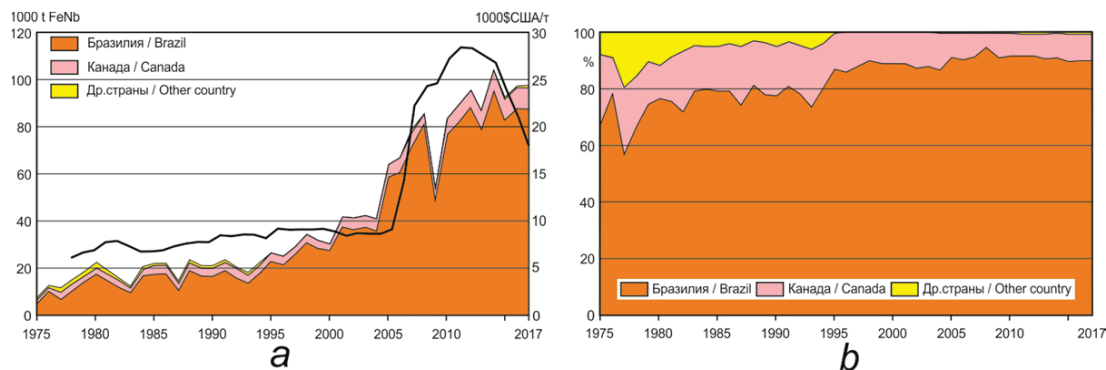


Рис. 6. Динамика мирового производства феррониобия по странам-лидерам производства (а – в тысячах тонн, б – в процентах от мирового производства) и мировых цен на феррониобий (по ценам его импорта в США) за 1975–2017 гг. Составлено по данным Геологической службы США [6] и Британии [7], Информационного центра TrendEconomy [10]

Fig. 6. Dynamics of ferroniobium world production by leading countries (a – in thousands of tons, b – as a percentage of world production) and world prices for ferroniobium (at prices of its imports in the United States) for 1975–2017. Compiled according to the data of the U.S. Geological Survey [6] and Britain Geological Survey [7], Information Center TrendEconomy [10]

В международной торговле находится свыше 95 % от производимого в мире феррониобия. На экспорт Бразилия и Канада поставляет феррониобий за вычетом объемов национального потребления черной металлургии. Динамика экспорта феррониобия из этих двух стран полностью конформна динамике их национальных производств ферросплава (рис. 6, 7). Темпы прироста объемов мировой торговли (экспорта/импорта) феррониобия за 1996–2017 гг. составили +8,7 %/год. В 2010–2017 гг. экспорт из Бразилии составлял 69,5–86,6 тыс. т/год, из Канады – 6,1–10,7 тыс. т/год (рис. 7). В 1998–2001 гг. имели место реэкспортные потоки до 10,3 тыс. т/год феррониобия в Нидерландах, а в 2014–2017 гг. – в Сингапуре (до 10,6 тыс. т/год), свойственные этим странам, специализирующимся на встречной импорто-экспортной торговле [24]. Доля реэкспорта от импорта феррониобия в этих странах составляет 80–100 и 90–100 %, соответственно. Высокая доля реэкспорта отмечается в Швеции в 2014–2017 гг. – 50–65 %. Годовая маржа от разницы импортных и экспортных цен в периоды реэкспорта составляет для Нидерландов +17...36 % от стоимости транзитных объемов феррониобия, +7...13 % – для Сингапура и +3...5 % – для Швеции. Очевидно, что для Швеции факт высокой доли реэкспорта не имеет спекулятивной составляющей. Повышенная доля реэкспорта (более 25 %) наблюдается во Франции, Словакии и Чехии.

Феррониобий, импортируют ведущие промышленные страны, производящие стальную продукцию: США, Япония, Германия, Китай, Южная Корея, Италия, Бельгия, Франция, Россия и другие страны (рис. 8). Начиная с 1999 г. появился и весьма значительно вырос импорт феррониобия в Китай (до 16,8 тыс. т в 2017 г.). Растет импорт феррониобия в США (до 11,5 тыс. т/год), Россию (до 5,2 тыс. т/год) и Южную Корею (до 3,6 тыс. т/год), сокращается – в Испанию. Как и для случаев реэкспорта феррониобия имели место транзитные потоки импорта в 1998–2001 гг. до 7,9 тыс. т/год фер-

рониобия в Нидерландах, а в 2014–2017 гг. в Сингапуре – до 11,6 тыс. т/год.

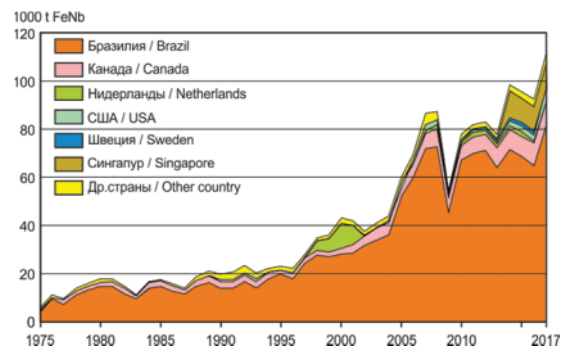


Рис. 7. Динамика мирового экспорта феррониобия за 1975–2017 гг. Составлено по данным Геологической службы США [6] и Британии [7], Информационного центра TrendEconomy [10]

Fig. 7. Dynamics of world exports of ferroniobium for 1975–2017. Compiled according to the data of the U.S. Geological Survey [6] and Britain Geological Survey [7], Information Center TrendEconomy [10]

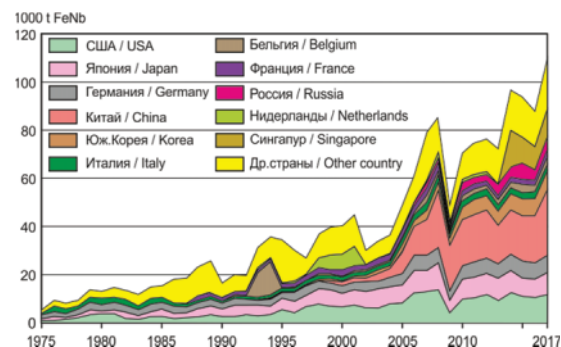


Рис. 8. Динамика мирового импорта феррониобия (по странам-лидерам импорта) за 1975–2017 гг. Составлено по данным Геологической службы США [6] и Британии [7], Информационного центра [10]

Fig. 8. Dynamics of world import of ferroniobium for 1975–2017. Compiled according to the data of the U.S. Geological Survey [6] and Britain Geological Survey [7], Information Center TrendEconomy [10]

Цены на феррониобий в 1960–1990 гг., в принципе, были конформны ценам на ниобиевый концентрат [13]. Но уже в 1980-х гг. их ценообразование стало непрозрачным, когда с 1981 г. бразильские производители, а в 1989 г. и канадские, перестали публиковать данные реальных цен отгрузки.

На рис. 9 приводится динамика экспортных цен стран-производителей феррониобия и средней цены мировой торговли этим товарным продуктом. Среднемировая цена феррониобия, в принципе, совпадает с конфигурацией изменений экспортной цены товарных поставок из Бразилии, охватывающих свыше 80 % мировой торговли этим товаром. В 2002–2006 гг. цены находились на стабильном уровне – 8,6–9,8 \$ США/кг, но на этапе предкризисного «перегрева» мировой экономики, в 2007 г., начался значительный рост цен феррониобия вплоть до 26,3 \$ США/кг в 2012 г. (темпы изменения +19,8 %/год). Следует отметить отсутствие провала цены на феррониобий в кризисном 2009 г., который имел место для большинства сырьевых товарных продуктов. Это еще раз подтверждает высокую монополизацию мирового рынка феррониобия со стороны компании Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração, поставляющей на рынок 88–92 % производимого в мире феррониобия. В 10-е гг. XXI в. на фоне последствий мирового экономического кризиса цены на феррониобий начали снижаться вплоть до 19,6 \$ США/кг в 2017 г. (темпы изменения –5,7 %/год).

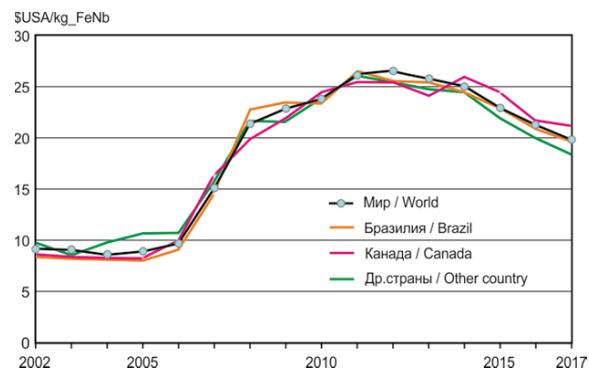


Рис. 9. Динамика цен экспорта феррониобия по странам-лидерам международной торговли за 2002–2017 гг. Составлено по данным Геологической службы США [6] и Британии [7], Федеральной таможенной службы России [8] и Информационного центра TrendEconomy [10]

Fig. 9. Dynamics of ferroniobium export prices of by countries-leaders of international trade for 2002–2017. Compiled according to the data of the U.S. Geological Survey [6] and Britain Geological Survey [7], Federal Customs Service of Russia [8] and Information Center TrendEconomy [10]

На рис. 10 показана динамика цена импорта по странам-лидерам покупки феррониобия. Средние цены импорта ниже среднемировой наблюдаются лишь для Китая (–1,5 % отн.) и России (–19,5 % отн.). Большие ценовые скидки для России обусловлены ценовым маневром бразильских поставщиков на возможность появления российских конкурентов. Выше среднемировой цены феррониобия средние

цены на импорт в Японию (+0,6 % отн.), Францию (+1,2 % отн.), Италию (+2,8 % отн.), Бельгию (+3 % отн.), США (+3,8 % отн.), Германию (+4,6 % отн.), Британию (+6,2 % отн.). Значительно выше среднемировых цены импорта феррониобия в Индию. Они составляли в 2006–2017 гг. +39...65 % отн. (в среднем +48 % отн.), что свидетельствует о высокой марже посредников на фоне бурного роста индийского потребления этого продукта в этом периоде с сотен тонн в год до 3,8 тыс. т в 2017 г.

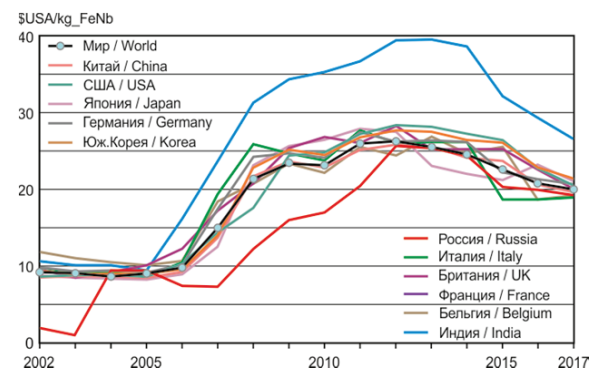


Рис. 10. Динамика цен импорта феррониобия по странам-лидерам международной торговли за 2002–2017 гг. Составлено по данным Геологической службы США [6] и Британии [7], Федеральной таможенной службы России [8] и Информационного центра TrendEconomy [10]

Fig. 10. Dynamics of ferroniobium import prices by countries-leaders of international trade for 2002–2017. Compiled according to the data of the U.S. Geological Survey [6] and Britain Geological Survey [7], Federal Customs Service of Russia [8] and Information Center TrendEconomy [10]

Ценовой маневр монополии СВММ для российских потребителей произошел в начале XXI в. В 1999 г. главным потребителем феррониобия в России – ПАО «Северсталь» – было создано дочернее предприятие «Стальмаг» по добыче пироксеновых концентратов из коры выветривания на Татарском карбонатитовом массиве в Красноярском крае с их поставкой на Ключевский завод ферросплавов [27]. Уже в 2000 г. из полученного концентрата было произведено 74 т феррониобия. Но после резкого снижения к 2001 г. договорных отпускных цен для российских потребителей на бразильский феррониобий компании СВММ с 6,7–9,8 до 1,5–2,0 \$ США/кг данное производство стало нерентабельно и добыча на Татарском месторождении была законсервирована [16]. В 2004 г. цены предложения бразильского феррониобия вернулись на уровень мировых. В 2006–2011 гг., на фоне роста мировых цен на феррониобий, цены импорта поставок этого продукта из Бразилии в Россию были снижены на –21...56 % отн. от среднемировых – возможно, именно из-за опасений осуществления новых инвестиционных проектов на российских месторождениях ниобия. В дальнейшем (начиная с 2012 г.) на фоне снижения среднемировых цен феррониобия российские импортные цены опять приблизились к среднемировым (–1...5 % отн.).

Мировое потребление ниобиевых продуктов

Мировое потребление основного ниобиевого продукта – феррониобия – во времени увеличивается, имея прирост объемов +9,1 %/год, что значительно опережает прирост потребления стали (+4,3 %/год) и других ферросплавов (+3...6 %/год). Соответственно растет мировое удельное потребление феррониобия на 1 т стальной продукции – с 28 г/т в 1996 г. до 63 г/т в 2017 г. (рис. 11).

В динамике абсолютного и удельного потребления феррониобия по странам мы имеем разные стартовые условия в начале анализируемого периода времени, разные темпы изменений, что осложняет сравнение эффективности использования этого ферросплава в национальных производствах стали.

По абсолютным объемам потребления феррониобия наибольшие темпы прироста приходятся на Китай – с 0,9 тыс. т в 1999 г. до 16,8 тыс. т в 2017 г. (темп прироста +25,2 %/год). Высокие темпы прироста абсолютного потребления у Южной Кореи – с 0,4 тыс. т в 1996 г. до 7,2 тыс. т в 2017 г. (+17,6 %/год), России – с 0,2 до 5,3 тыс. т (+17,4 %/год), Индии – с 0 до 3,8 (+25,3 %/год) и Бельгии – с 0,7 до 2,5 тыс. т (+14,5 %/год).

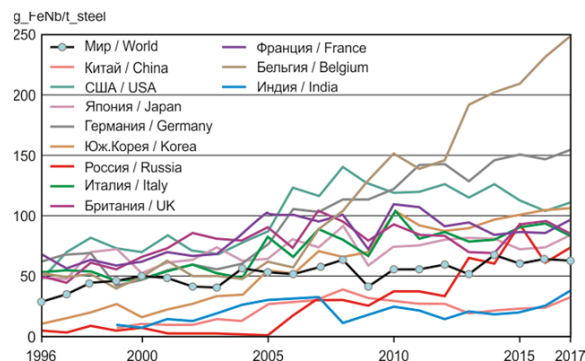


Рис. 11. Удельное потребление феррониобия при выплавке стали в целом по миру и странам-лидерам его потребления за 1996–2017 гг. Составлено по данным Геологической службы США [6] и Британии [7], Информационного центра TrendEconomy [10]

Fig. 11. Specific consumption of ferroniobium in steel production in the whole world and the countries-leaders of its consumption for 1996–2017. Compiled according to the data of the U.S. Geological Survey [6] and Britain Geological Survey [7], Information Center TrendEconomy [10]

Рецессивный (замедленный) темп прироста абсолютного потребления феррониобия (менее среднемирового уровня – +9,1 %/год) наблюдается для Германии (+7,1 %/год), Италии (6,1 %/год), США (+5,5 %/год), Японии (+5,3 %/год), Франции (+3,6 %/год) и Британии (+0,1 %/год).

Превышается среднемировой уровень удельного потребления феррониобия (63 г FeNb на 1 т стали в 2017 г.) в Бельгии – (250 г/т), Германии (155 г/т), США (111 г/т), Южной Кореи (106 г/т), Франции (97 г/т), Японии (85 г/т), Италии (84 г/т), Британии (84 г/т) и России (73 г/т). Ниже среднемирового уровень удельного потребле-

ния феррониобия у стран с максимальными темпами прироста абсолютного потребления этого ферросплава – Китая (32 г/т) и Индии (38 г/т). Наибольшие темпы роста удельного потребления феррониобия наблюдаются в Бельгии с 40–60 г/т в 1990-е гг. до 250 г/т в 2017 г. (+14,5 %/год). При имеющихся темпах прироста эти страны выйдут на уровень удельного потребления феррониобия в 60–70 г/т к 2025–2028 гг.

Возможности создания новых производств феррониобия

Монополия рынка ниобиевых продуктов компанией СВММ увеличивает ценовые риски торговли феррониобием, которые уже проявились в резком росте цен на этот продукт в 2007–2012 гг., опережающем темпы роста цен других сырьевых товарных продуктов, в т. ч. прочих ферросплавов и стали.

Отлаженное добывающее производство на крупнейшем в мире месторождении ниобия Араша с высококачественными и технологичными рыхлыми пироксеновыми рудами позволяет компании СВММ поддерживать низкий уровень издержек и маневрировать ценами, в том числе и противодействовать конкурентам, как в ситуации с проектом добычи ниобиевого сырья ПАО «Северсталь» в 2001–2003 гг. Поэтому, несмотря на наличие многих подготовленных к эксплуатации месторождений, проекты их освоения рассматриваются инвесторами как высокорисковые.

Наиболее значимой проблемой освоения большинства ниобиевых месторождений является многокомпонентность их состава. Месторождения Элк-Крик в США, Бонга в Намибии, Мотзфельд в Гренландии, Гхурауях в Саудовской Аравии, Баян-Обо в Китае, Сукулу в Уганде, Томторское и Белозиминское и Катугинское в России включают в состав руд кроме ниобиевого сырья также циркониевые и редкоземельные минералы, фосфаты, флюорит, барит и другие потенциально товарные продукты. Комплексная разработка многокомпонентных руд несет риски дисбаланса реализации получаемых товарных продуктов, как на примере разработки Ловозерского редкометалльного месторождения, а также танталовых месторождений с попутной ниобиевой минерализацией.

Первый фактор новых ниобиевых проектов – наличие спроса и необходимости обеспечения национальной сырьевой безопасности. Учитывая относительно небольшие объемы национального потребления большинства стран-потребителей (первые тысячи тонн в год) новые ниобиевые проекты должны ориентироваться, кроме обеспечения национального спроса, на занятие доли мирового рынка, контролируемого в настоящее время бразильской компанией Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração. Минимальный объем годовой добычи должен превышать 10 тыс. т (по примеру устойчивой работы канадской компании Niobic Inc.). Такие объемы можно достигнуть только на крупных месторождениях.

Второй фактор – наличие финансовых ресурсов для обеспечения таких крупных инвестиционных проектов.

Третий фактор – технологические сложности переработки ниобиевых руд, зачастую многокомпонентных.

Из состоятельных стран-потребителей ниобиевых продуктов, имеющих на своей территории крупные месторождения, только США, Саудовская Аравия и Россия при определенных условиях могут осуществить национальные проекты добычи ниобиевого сырья.

Гранично рентабельное месторождение *Элк-Крик в США* может быть освоено при применении к нему налоговых льгот и преференций, подобных применяемым к отрасли добычи сланцевой нефти и газа. В этом случае оно может стать привлекательным инвестиционным проектом для собственных и иностранных инвесторов.

Месторождение *Гхурауях в Саудовской Аравии* может стать целевым инвестиционным проектом диверсификации государственных вложений с весьма больших доходов нефтяной отрасли, наподобие практики уже осуществленных проектов развития национальных металлургической и химической отраслей промышленности.

На территории Китая (мировой лидер потребления ниобиевых продуктов) пока не обнаружено крупных месторождений ниобия с высоким качеством руд. Поэтому вероятно целевое формирование устойчивого импортного потока ниобиевого сырья путем прямых инвестиций в один из проектов разработки крупных зарубежных месторождений: *Бонга* в Намибии, *Сукулу* в Уганде, *Мотзфельд* в Гренландии, *Большезиминское* в России. Учитывая развитие геополитических интересов Китая более вероятны африканские проекты (по аналогии с южносуданскими нефтяными проектами китайских инвестиций).

В России компанией «Восток Инжиниринг» (дочернее предприятие Госкорпорации «Ростех» и группы компаний «ИСТ») подготавливается к освоению Томторское ниобий-редкоземельное месторождение в Республике Саха-Якутия [28, 29]. Самые серьезные проблемы – удаленность месторождения, расположенного в Заполярье, от транспортной инфраструктуры и многокомпонентность рудных образований, с потребностью максимально полного извлечения. Но в проекте его освоение упор делается на базовую роль при добыче выпуска редкоземельных элементов из коллективного фосфор-ниобий редкоземельного концентрата [30, 31], что само по себе является сложной технологической задачей разделения индивидуальных редкоземельных продуктов (металлов, оксидов, оксалатов). Ниобиевая продукция при этом может оказываться зависимой от планирования объемов выпуска редкоземельной продукции. Наиболее предпочтительна была бы организация селективного обогащения добываемых руд с получением отдельных пироксеновых и фосфат-редкоземельных концен-

тратов с планированием объемов добычи и переработки руды исходя из максимально потребных объемов одного из этих двух товарных продуктов со временным складированием избыточного второго концентрата. Эта схема переработки руд позволила бы максимально насытить национальный спрос одновременно и ниобиевыми и редкоземельными продуктами. Уровень годовой добычи 100 тыс. т руды на Томторском месторождении позволил бы выпуск до 10 тыс. т ферронииобия и до 2 тыс. т редкоземельных продуктов (со складированием 70 % добытого фосфат-редкоземельного концентрата), что обеспечило бы перекрытие национальной потребности в этих продуктах.

Выводы

1. Мировой рынок ниобиевых продуктов, выросший за последние 25 лет в 4,3 раза (до 68,7 тыс. т Nb_2O_5 в 2014 г.), характеризуется абсолютным доминированием бразильской компании *Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração (CBMM)*, осуществившей 86 % мирового накопленного производства ниобиевого сырья. Разработка крупнейшего в мире месторождения ниобия Араша с высококачественными и технологичными пироксеновыми рудами (среднее содержание Nb_2O_5 1,89 %) в коре выветривания карбонатитов и отлаженное производство с добычей до 54 тыс. т Nb_2O_5 /год позволяют CBMM удерживать монопольную позицию, препятствуя входу на рынок ниобия новых участников.
2. Мировая добыча пироксенового концентрата в 10-е гг. XXI в. составляет 200–250 тыс. т/год, или 98–99 %, от суммы ниобиевых концентратов. Объемы добычи колумбит-танталитовых концентратов, получаемых при разработке существенно танталовых месторождений, составляют 3–6 тыс. т/год. Добыча лопаритового концентрата, содержащего ниобий, составляет 5–9 тыс. т/год.
3. Ученных мировых ресурсов ниобия (44,7 млн т Nb_2O_5) достаточно более чем на 50 лет растущего потребления ниобиевых продуктов. 63 % мировых ресурсов ниобия приходится на Бразилию, где кроме Араши известны месторождения кор выветривания карбонатитов Каталао, Талираи, Моно-Дос-Сьес-Лагос, Питинга, Молта-Гранде. В Канаде кроме Ниобека известны месторождения в карбонатитах (Кривейр) и редкометалльных гранитах (Тхор-Лэйк, Блю-Ривер и Стронг-Лейк). Крупные карбонатитовые месторождения ниобия с высокой степенью изученности известны в США (Элк-Крик), Анголе (Бонга), Уганде (Сукулу) и России (Томторское Большезиминское), а крупные ниобиевые месторождения в щелочных гранитах и сиенитах – в Саудовской Аравии (Гхурауях), Гренландии (Мотзфельд), Китае (Баян-Обо) и России (Ловозерское и Катугинское).
4. Динамика мирового производства ферронииобия в первом приближении повторяет динамику вы-

- пуска стальной продукции, которая осложняется тенденцией неравномерного увеличения во времени удельного потребления феррониобия в промышленно развитых странах. Сбыт феррониобия вырос с 20–24 тыс. т/год в 1990-е гг. до 105 тыс. т в 2014 г. – темпы прироста за 1996–2017 гг. составили +8,7 %/год. Доля Бразилии в мировом производстве феррониобия выросла с 58 % в 1977 г. до 90–92 % в 10-х гг. XXI в., а доля Канады, наоборот, уменьшилась за этот период с 20–24 до 7–9 %. Производство феррониобия в других странах, составлявшее в 1970-е гг. до 20 %, к 1995 г. сократилось до исчезающе малых долей (менее 1 %)
5. В международной торговле находится более 95 % от производимого в мире феррониобия. На экспорт Бразилия поставляет 69,5–86,6 тыс. т/год, Канада – 6,1–10,7 тыс. т/год. Имеют место реэкспортные потоки до 10,3 тыс. т/год феррониобия в Нидерландах, до 10,6 тыс. т/год в Сингапуре, а также в Швеции, Франции, Словакии, Чехии.
 6. Главными импортерами феррониобия являются: США, Япония, Германия, Китай, Южная Корея, Италия, Бельгия, Франция и Россия. Выросли объемы импорта феррониобия в Китай (до 16,8 тыс. т в 2017 г., прирост +20,0 %/год), в США (до 11,5 тыс. т/год), Россию (до 5,2 тыс. т/год) и Южную Корею (до 3,6 тыс. т/год), сократились в Испанию.
 7. Среднемировая цена феррониобия в 2002–2006 гг. находилась на стабильном уровне 8,6–9,8 \$ США/кг, на этапе предкризисного «перегрева» мировой экономики, в 2007 г., начался ее значительный рост – вплоть до 26,3 \$ США/кг в 2012 г. (темпы изменения +19,8 %/год), а в период же рецессии цены на феррониобий начали снижаться вплоть до 19,6 \$ США/кг в 2017 г. (темпы изменения –5,7 %/год). Средние цены импорта ниже среднемировой наблюдаются лишь для Китая (–1,5 % отн.) и России (–19,5 % отн.). Низкие цены феррониобия для России появились в результате ценового маневра компании СВММ, препятствующей развитию российских проектов добычи ниобиевого сырья. Выше среднемировой цены феррониобия средние цены на импорт в Японию (+0,6 % отн.), Францию (+1,2 % отн.), Италию (+2,8 % отн.), Бельгию (+3 % отн.), США (+3,8 % отн.), Германию (+4,6 % отн.), Британию (+6,2 % отн.). Значительно выше среднемировых цены импорта феррониобия в Индию, составлявшие в 2006–2017 гг. +39...65 % отн.
 8. Мировое потребление основного ниобиевого продукта – феррониобия – во времени увеличивается, имея прирост объемов +9,1 %/год, что значительно опережает прирост потребления стали (+4,3 %/год) и других ферросплавов (+3...6 %/год). Соответственно растет мировое удельное потребление феррониобия на 1 т стальной продукции – с 28 г/т в 1996 г. до 63 г/т в 2017 г. По абсолютным объемам потребления феррониобия наибольшие темпы прироста приходятся на Китай – с 0,9 тыс. т в 1999 г. до 16,8 тыс. т в 2017 г. (темп прироста +25,2 %/год). Высокие темпы прироста абсолютного потребления у Южной Кореи (+17,6 %/год), России (+17,4 %/год), Индии (+25,3 %/год) и Бельгии (+14,5 %/год). Превышается среднемировой уровень удельного потребления феррониобия в Бельгии (250 г/т), Германии (155 г/т), США (111 г/т), Южной Кореи (106 г/т), Франции (97 г/т), Японии (85 г/т), Италии (84 г/т), Британии (84 г/т) и России (73 г/т).
 9. Компания СВММ ведет активную ценовую политику, препятствующую появлению в других странах новых проектов добычи ниобия. Еще одной проблемой освоения большинства ниобиевых месторождений является многокомпонентность их состава, которая несет риски дисбаланса реализации получаемых товарных продуктов. Поэтому в качестве новых сырьевых ниобиевых проектов предпочтительны монопродуктовые пироксеновые месторождения. Из состоятельных стран-потребителей ниобиевых продуктов, имеющих на своей территории крупные месторождения, только США, Саудовская Аравия и Россия при определенных условиях могут осуществить национальные проекты добычи ниобиевого сырья. Наиболее интересен проект разработки Томторского ниобий-редкоземельного месторождения в России, при определенных условиях возможно осуществление проектов Элк-Крик в США, Гхурауях в Саудовской Аравии, Бонга в Намибии, Сукулу в Уганде, Мотзфельд в Гренландии, Большеземинское в России.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Минеральное сырье. Ниобий и тантал. Справочник / В.С. Кудрин, Ю.С. Кушпаренко, Н.В. Петрова и др. – М.: Геоинформмарк, 1998. – 82 с.
2. Use of Niobium High Strength Steels with 450 MPA Yield Strength for Construction / L. Silvestre, P. Langenberg, T. Amaral et al. // HSLA Steels 2015, Microalloying 2015 and Offshore Engineering Steels 2015 Conference Proceedings. – 6 November 2015. – P. 931–939. DOI: 10.1002/9781119223399.ch116.
3. Critical Mineral Resources of the United States – Economic and Environmental Geology and Prospects for Future Supply. U.S. Geological Survey / K.J. Schulz, J.H. DeYoung, R.R. Seal, D.C. Bradley. – Reston, Virginia: 2017. – 862 p. URL: <https://pubs.er.usgs.gov/publication/pp1802> (дата обращения: 15.04.2019).
4. Study on the review of the list of Critical Raw Materials. Critical Raw Materials Factsheets. Deloitte Sustainability; British Geological Survey; Bureau de Recherches Géologiques et Minières; Netherlands Organisation for Applied Scientific Research. – 2017. – 515 p. URL: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7345e3e8-98fc-11e7-b92d-01aa75ed71a1/language-en> (дата обращения: 15.04.2019).

5. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016–2017 годах». – М.: МПР, 2018. – 370 с. URL: http://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/ (дата обращения 15.04.2019).
6. Геологическая служба США (U.S. Geological Survey). URL: <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/tin/index.html#mcs> (дата обращения 15.04.2019).
7. Геологическая служба Британии (Britain Geological Survey). URL: <http://www.bgs.ac.uk/mineralsuk/statistics/worldStatistics.html> (дата обращения 15.04.2019).
8. Федеральная таможенная служба России. URL: <http://stat.customs.ru/analytics/> (дата обращения: 15.04.2019).
9. Федеральная служба государственной статистики России. URL: <https://fedstat.ru/indicator/57783> (дата обращения: 15.10.2019).
10. Международная торговля товарами. TrendEconomy. URL: <http://data.trendeconomy.ru/> (дата обращения 15.04.2019).
11. Информационно-аналитический центр «Минерал-Инфо». URL: <http://www.mineral.ru/Center/index.html> (дата обращения 10.05.2018).
12. Paraiso-Fo O.D.S., Fuccio R., Betz E.W. Mining, ore preparation and niobium-based materials production at Araxá, Brazil // High Temperature Materials and Processes. – 1993. – V. 11. – № 1–4. – P. 119–138. DOI: 10.1515/HTMP.1993.11.1–4.119.
13. Dufresne C., Goyette G. The production of ferroniobium at the Niobec mine // Niobium, Science and Technology: Proceedings of the International Symposium Niobium 2001. – Orlando, FL, United States. 2001. – Code 62351. – P. 29–35.
14. The Catalão I niobium deposit, Central Brazil: Resources, geology and pyrochlore chemistry / P.F.D.O. Cordeiro, J.A. Brod, M. Palmieri et al. // Ore Geology Reviews. – 2011. – V. 41. – № 1. – P. 112–121. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2011.06.013.
15. Соликамский магниевый завод. Годовой отчет ОАО «Соликамский магниевый завод» за 2017 год. – Соликамск: ОАО «СМЗ», 2018. – 91 с. URL: http://смз.рф/raport/2018/itog2017/godovoj_otchet_smz_2017_final_dlja_sajta.pdf (дата обращения: 15.04.2019).
16. Боярко Г.Ю., Хатьков В.Ю. Добыча ниобия в России // Известия Томского политехнического университета. – 2004. – Т. 307. – № 1. – С. 149–153.
17. Sutton J.A. Columbium and tantalum // Minerals yearbook metals, minerals, and fuels 1971. U.S. Geological Survey. – 1971. – P. 449–459. URL: <http://images.library.wisc.edu/EcoNatRes/EFacs2/MineralsYearBk/MinYB1971v1/reference/econatres.minyb1971v1.jsutton.pdf> (дата обращения: 15.04.2019).
18. Controls on the concentration of zirconium, niobium, and the rare earth elements in the Thor Lake rare metal deposit, Northwest Territories, Canada / E.R. Sheard, A.E. Williams-Jones, M. Heilmann, C. Pederson, D.L. Trueman // Economic Geology. – 2012. – V. 107. – № 1. – P. 81–104. DOI: 10.2113/econgeo.107.1.81.
19. Geology, geochemistry and genesis of the Bonga carbonatite-type niobium deposit, Angola / Y. Zhang, X. Gu, Y. Peng, L. Zheng, Y. Zhang, H. Gao, S. Dong // Earth Science Frontiers. – 2014. – V. 21. – № 5. – P. 50–68. DOI: 10.13745/j.esf.2014.05.006.
20. Steenfelt A. High-technology metals in alkaline and carbonatitic rocks in Greenland: recognition and exploration // Journal of Geochemical Exploration. – 1991. – V. 40. – № 1–3. – P. 263–279. DOI: 10.1016/0375-6742(91)90042-S.
21. Küster D. Granitoid-hosted Ta mineralization in the Arabian-Nubian Shield: Ore deposit types, tectono-metallogenetic setting and petrogenetic framework // Ore Geology Reviews. – 2009. – V. 35. – № 1. – P. 68–86. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2008.09.008.
22. Genesis of the Bayan Obo Fe-REE-Nb formation in Inner Mongolia, North China Craton: a perspective review / X. Yang, X. Lai, F. Pirajno, Y. Liu, L. Mingxing, W. Sun // Precambrian Research. – 2017. – V. 288. – P. 39–71. DOI: 10.1016/j.precamres.2016.11.008.
23. Carlson M.P., Treves S.B. The Elk Creek carbonatite, Southeast Nebraska – an overview // Natural Resources Research. – 2005. – V. 14. – № 1. – P. 39–45. DOI: 10.1007/s11053-005-4677-x.
24. Хатьков В.Ю., Боярко Г.Ю. Мировые и российские встречные импортно-экспортные потоки минерального сырья // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 3. – С. 145–167.
25. Елютин А.В., Чистов Л.Б., Эпштейн Е.М. Проблемы освоения минерально-сырьевой базы ниобия // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 1999. – № 3. – С. 22–29.
26. Ниобий России: состояние, перспективы освоения и развития минерально-сырьевой базы / Е.М. Эпштейн, Т.Ю. Усова, Н.А. Данильченко и др. // Минеральное сырье. Серия геолого-экономическая. – 2000. – № 8. – 103 с.
27. Семенов Ю. Российский ниобий. Первая ласточка из Сибири // Природно-ресурсные ведомости, 31 августа 2001 г.
28. Создание в Сибири технологической платформы по добыче и переработке редкоземельных металлов (дискуссия) / З.З. Умаров, М.А. Ягольницер, А.В. Толстов и др. // ЭКО. – 2012. – № 11. – С. 38–49.
29. Боярко Г.Ю., Хатьков В.Ю. Торговля индивидуальными редкоземельными товарными продуктами на российском рынке // Цветные металлы. – 2017. – № 7. – С. 7–13.
30. Томтор как приоритетный инвестиционный проект обеспечения России собственным источником редкоземельных элементов / Н.П. Похиленко, В.А. Крюков, А.В. Толстов, Н.Ю. Самсонов // ЭКО. – 2014. – № 2 (476). – С. 22–35.
31. Толстов А.В., Самсонов Н.Ю. Томтор: геология, технологии, экономика // ЭКО. – 2014. – № 2 (476). – С. 36–44.

Поступила 16.09.2019 г.

Информация об авторах

Боярко Г.Ю., доктор экономических наук, кандидат геолого-минералогических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов НИУ Томский политехнический университет.

UDC 339.13:546.882

DYNAMICS OF GLOBAL PRODUCTION AND COMMODITY FLOWS OF NIOBIUM RAW MATERIALS

Grigory Yu. Boyarko,
gub@tpu.ru

National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the work is caused by the need to study the problems of the monopoly in the niobium world market.

The aim of this research is to study the dynamics of world commodity flows (production, import, export, consumption) of niobium products (niobium concentrates and ferroniobium); to develop proposals to reduce the level of monopolization of the supply of niobium raw materials.

Methods: statistical, graphic, logical.

Results. The world market of niobium products is exclusively monopolized with absolute domination of the Brazilian company Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração (CBMM). Development of the world's largest niobium Arash Deposit with high-quality and technological pyrochlore ores and well-established production allows CBMM to hold a monopoly position. The world's recorded niobium resources (44,7 million tonnes Nb_2O_5) are sufficient for more than 50 years of growing consumption of niobium products. Brazil accounts for 63 % of the world's niobium resources. World sales of ferroniobium increased from 25 thousand tons in 1996 to 105 thousand tons in 2014, growth rate +8,7 %/year. More than 95 % of the world's ferroniobium is traded internationally. Brazil exports 69,5–86,6 thousand tons/year, Canada – 6,1 to 10,7 thousand tons/year. The main importers of ferroniobium are the USA, Japan, Germany, China, South Korea, Italy, Belgium, France and Russia. Imports of ferroniobium increased in China (up to 16,8 thousand tons in 2017, an increase of +20,0 % / year), in the United States, Russia and South Korea, decreased – in Spain. Average price of ferroniobium in time grew from 8,6 US \$/kg in 2004 to 26,3 US \$/kg in 2012, and then started to decline up to 19,6 US \$/kg in 2017. Average import prices below the world average are observed for China (–1,5 % rel.) and Russia (–19,5 % rel.). Average import prices of ferroniobium (+0,6...6,2 % rel.) to Japan, France, Italy, Belgium, USA, Germany, Britain are above the world one. Average import prices of ferroniobium to India are significantly higher than the world one. In 2006–2017 they were +39...65 % rel. Ferroniobium world consumption grows over time. Its increase is of +9,1 %/year, that exceeds significantly the increase of production of steel (+4,3 %/year) and other ferroalloys (+3...6 %/year). Global specific consumption of ferroniobium per 1 ton of steel products is growing – from 28 g/t in 1996 to 63 g/t in 2017. In terms of absolute volumes of ferroniobium consumption, the highest growth rates are in China – from 0,9 thousand tons in 1999 to 16,8 thousand tons in 2017 (growth rate +25,2 %/year). South Korea, Russia, India and Belgium have high absolute consumption growth rates as well. Ferroniobium consumption (2017) in Belgium (250 g/t), Germany (155 g/t), USA (111 g/t), South Korea (106 g/t), France (97 g/t), Japan (85 g/t), Italy (84 g/t), Britain (84 g/t) and Russia (73 g/t) exceeds the world average level of specific consumption of ferroniobium. CBMM has the active pricing policy that prevents the emergence of new niobium mining projects in other countries. The second problem of development of the most part of niobium deposits is the complexity of their composition, which bears the risk of imbalance in implementation of the resulting commercial products. The most interesting project of the development of Tomtor niobium-rare-earth deposits in Russia, under certain conditions it is possible to implement projects elk Creek in United States, Ghurabah in Saudi Arabia, Bonga in Namibia, Sukulu in Uganda, Motzfeldt in Greenland, Bolshezemelskoe in Russia.

Key words:

Niobium raw materials, Brazil, monopoly, ferroniobium, production, export, import, consumption, pricing.

REFERENCES

1. Kudrin V.S., Kushparenko Yu.S., Petrova N.V. *Mineralnoe syrye. Nioby i tanyal. Spravochnik* [Mineral raw material. Niobium and tantalum. Handbook]. Moscow, Geoinformmark Publ., 1998. 82 p.
2. Silvestre L., Langenberg P., Amaral T. Use of Niobium High Strength Steels with 450 MPA Yield Strength for Construction. *HSLA Steels 2015, Microalloying 2015 and Offshore Engineering Steels 2015 Conference Proceedings*. 6 November 2015. pp. 931–939. DOI: 10.1002/9781119223399.ch116.
3. Schulz K.J., DeYoung J.H., Seal R.R., Bradley D.C. Critical Mineral Resources of the United States – Economic and Environmental Geology and Prospects for Future Supply. *U.S. Geological Survey*. Reston, Virginia, 2017. 862 p. Available at: <https://pubs.er.usgs.gov/publication/pp1802> (accessed 15 May 2019).
4. Study on the review of the list of Critical Raw Materials. Critical Raw Materials Factsheets. Deloitte Sustainability. *British Geological Survey*. Bureau de Recherches Géologiques et Minières; Netherlands Organisation for Applied Scientific Research. 2017. 515 p. Available at: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7345e3e8-98fc-11e7-b92d-01aa75ed71a1/language-en> (accessed 15 May 2019).
5. *Gosudarstvenny doklad «O sostoyanii i ispolzovanii mineralno-syryevykh resursov Rossiyskoy Federatsii v 2016–2017»* [State report «On the state and use of mineral resources of the Russian Federation in 2016–2017»]. 2018. Available at: http://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/ (accessed 15 May 2019).
6. *U.S. Geological Survey (USGS)*. Available at: <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/tin/index.html#mcs> (accessed 15 May 2019).
7. *British Geological Survey (BGS)*. Available at: <http://www.bgs.ac.uk/mineralsuk/statistics/worldStatistics.html> (accessed 15 May 2019).
8. *Federalnaya tamozhennaya sluzhba Rossii* [Federal Customs Service of Russia]. Available at: <http://stat.customs.ru/analytics/> (accessed 15 May 2019).
9. *Federalnaya sluzhba gosudarstvennoy statistiki Rossii* [Federal State Statistics Service of Russia]. Available at: <https://fedstat.ru/indicator/57783> (accessed 10 October 2019).
10. *TrendEconomy*. Available at: <http://data.trendeconomy.ru/dataviewer/trade/statistics/> (accessed 15 May 2019).
11. *Mineral-Info. Information and Analytical Center*. Available at: <http://data.trendeconomy.ru/> (accessed 15 May 2019).
12. Paraiso-Fo O.D.S., Fuccio R., Betz E.W. Mining, ore preparation and niobium-based materials production at Araxá, Brazil. *High*

- Temperature Materials and Processes*, 1993, vol. 11, no. 1–4, pp. 119–138. DOI: 10.1515/HTMP.1993.11.1–4.119.
13. Dufresne C., Goyette G. The production of ferroniobium at the Niobec mine. *Niobium, Science and Technology. Proceedings of the International Symposium*. Orlando, FL, United States. 2001. Code 62351. pp. 29–35.
14. Cordeiro P.F.D.O., Brod J.A., Palmieri M. The Catalão I niobium deposit, Central Brazil: Resources, geology and pyrochlore chemistry. *Ore Geology Reviews*, 2011, vol. 41, no. 1, pp. 112–121. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2011.06.013.
15. *Solikamskiy magnitnyy zavod* [Annual report of «Solikamsk magnetium plant» for 2017]. Solikamsk, SMZ Publ., 2018. 91 p. Available at: http://смз.рф/raport/2018/itog2017/godovoj_otchet_smz_2017_final_dlja_sajta.pdf (accessed 15 May 2019).
16. Boyarko G.Yu., Khatkov V.Yu. Niobium mining in Russia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2004, vol. 307, no. 1, pp. 149–153. In Rus.
17. Sutton J.A. Columbium and tantalum. *Minerals yearbook metals, minerals, and fuels 1971*. U.S. Geological Survey. 1971. pp. 449–459. Available at: <http://images.library.wisc.edu/EcoNatRes/EFacs2/MineralsYearBk/MinYB1971v1/reference/econatres.minyb1971v1.jsutton.pdf> (accessed 15 May 2019).
18. Sheard E.R., Williams-Jones A.E., Heiligmann M., Pederson C., Trueman D.L. Controls on the concentration of zirconium, niobium, and the rare earth elements in the Thor Lake rare metal deposit, Northwest Territories, Canada. *Economic Geology*, 2012, vol. 107, no. 1, pp. 81–104. DOI: 10.2113/econgeo.107.1.81.
19. Zhang Y., Gu X., Peng Y., Zheng L., Zhang Y., Gao H., Dong S. Geology, geochemistry and genesis of the Bonga carbonatite-type niobium deposit, Angola. *Earth Science Frontiers*, 2014, vol. 21, no. 5, pp. 50–68. DOI: 10.13745/j.esf.2014.05.006.
20. Steenfelt A. High-technology metals in alkaline and carbonatitic rocks in Greenland: recognition and exploration. *Journal of Geochemical Exploration*, 1991, vol. 40, no. 1–3, pp. 263–279. DOI: 10.1016/0375-6742(91)90042-S.
21. Küster D. Granitoid-hosted Ta mineralization in the Arabian-Nubian Shield: Ore deposit types, tectono-metallogenetic setting and petrogenetic framework. *Ore Geology Reviews*, 2009, vol. 35, no. 1, pp. 68–86. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2008.09.008.
22. Yang X., Lai X., Pirajno F., Liu Y., Mingxing L., Sun W. Genesis of the Bayan Obo Fe-REE-Nb formation in Inner Mongolia, North China Craton: a perspective review. *Precambrian Research*, 2017, vol. 288, pp. 39–71. DOI: 10.1016/j.precamres.2016.11.008.
23. Carlson M.P., Treves S.B. The Elk Creek carbonatite, Southeast Nebraska – an overview. *Natural Resources Research*, 2005, vol. 14, no. 1, pp. 39–45. DOI: 10.1007/s11053-005-4677-x.
24. Khatkov V.Yu., Boyarko G.Yu. World and Russian counter import-export flows of mineral products. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 3, pp. 145–167. In Rus.
25. Elyutin A.V., Chistov L.B., Epshtejn E.M. Problems of development of mineral resources base of niobium. *Mineral resources of Russia. Economics & management*, 1999, no 3, pp. 22–29. In Rus.
26. Epshtejn E.M., Usova T.Yu., Danilchenko N.A. *Niobiy Rossii: so-stoyanie, perspektivy osvoeniya i razvitiya mineralno-syrovoy bazy* [Niobium of Russia: status, prospects of exploration and development of mineral resources]. Moscow, VIMS Publ., 2000. 103 p.
27. Semenenko Yu. Rossiyskiy nioby. Pervaya lastochka iz Sibiri [Russian niobium. The first swallow from Siberia]. *Prirodno-resursnye vedomosti*. August 31, 2001.
28. Umarov Z.Z., Yagolnitsers M.A., Tolstov A.V. Creation of a technological platform for extraction and processing of rare earth metals in Siberia (discussion). *ECO*, 2012, no. 11, pp. 38–49. In Rus.
29. Boyarko G.Yu., Khatkov V.Yu. Trading of individual rare-earth marketable products on the Russian Market. *Non-ferrous metals*, 2017, no. 7, pp. 7–13. In Rus.
30. Pokhilenko N.P., Kryukov V.A., Tolstov A.V., Samsonov N.Yu. Tomtor as a priority investment project to provide Russia with its own source of rare earth elements. *ECO*, 2014, no. 2 (476), pp. 22–35. In Rus.
31. Tolstov A.V., Samsonov N.Yu. Tomtor: geology, technology, economics. *ECO*, 2014, no. 2 (476), pp. 36–44. In Rus.

Received: 16 September 2019.

Information about the authors

Grigory Yu. Boyarko, cand. Sc., Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

UDC 330.15

TOURISM AS A «POST-STAPLES» DIVERSIFICATION FOR RUSSIAN REMOTE RESOURCE-DEPENDENT REGIONS: A NEW PATH FOR KUZBASS

Liliya G. Kiriyanova¹,

kiriyanova@tpu.ru

Anna A. Surtseva²,

ansokol@mail.ru

Konstantin V. Yumatov²,

yumatov@list.ru

Anton A. Pyatovskiy²,

kempochta@mail.ru

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

² Kemerovo State University,
6, Krasnaya street, Kemerovo, 650000, Russia

The article written in the analytical framework of evolutionary economic geography, which stipulates that current distribution of economic activity depends on past history and following path dependence. Many remote regions in the world based their economies on the extraction of natural resources – mining, oil and gas industries, agriculture and forestry etc. Those commodities are commonly referred to as «staples», i. e. natural resources that require minimal on-site processing to prepare them for export. This paper answers the research question – whether resource regions can transit from extractive industries to attractive due to economic lock-ins and an embedded lack of local capacity. There is a lack of investigation in research literature on how accumulated resources of «old» staples path are used to create new industries that are completely different from any existing ones. This paper presents successful cases of Kemerovo region – Kuzbass, Russia, on how the new tourism industry uses and transforms generic resources of resource-based economy. It is shows that public-private interactions can lock-out even staple-economy and establish tourism destination in tourism unfriendly environment of industrial and mining region.

Key words:

Path dependence, resource-dependent regions, tourism, new path creation, Kemerovo region.

Evolutionary economic geography as the main methodology

Recently, evolutionary economic geography becomes a central approach to analyze modernization of regional economy [1–4]. EEG stipulates that current distribution of economic activity depends on past history and stresses out complex interdependencies, competition, growth and structural change through actions formed by experience and interactions of economic agents over time [5]. Historically prevalent regional socio-economic paths determine current development of the territory and form path dependence.

Economic, social and technological processes, communication domains and actor interaction forms become sustaining and self-reproduced over time. Possible negative consequence of such strong historically prevalent interactions can lead to a lock-in, when a system resists any new forms and blocks changes even when a regional economic situation requires new paths [3, 5].

However, it is essential to reveal whether historical processes not only reproduce the dominant path but also influence the development of alternatives [6–8]. This becomes crucial for declining economies of remote resource-based regions.

Resource-dependent regions and their staples

Previously, many remote regions in the world based their economies on the extraction of natural resources – mining, oil and gas industries, agriculture and forestry etc. Those commodities are commonly referred to as «staples», i. e. natural resources that require minimal on-site processing to prepare them for export [9, p. 201]. Staples economies of remote regions are characterized by several patterns, which have high impact on their social and political systems, civic society labor market and possible alternative path development: based on natural resources, producing minimal added-value to extracted products, dependent on significant government mediation and highly sensitive to external market fluctuations [10, 11].

Staples researchers have questioned whether resource towns can transit from extractive industries to attractive due to economic lock-ins and an embedded lack of local capacity [12–15]. However, new mobility patterns can «unlock» previous pathways by bringing new people, ideas, skills, technologies and resources to remote areas.

Tourism as a new path or new staple

Tourism development is often mentioned as the best suitable option for «post-staples» diversification of remote resource-dependent regions and for balancing negative effects of economic restructuring [9, 16–20]. Therefore, tourism can be viewed as a relatively easy way for peripheral regions to «unlock» previous pathways.

Abundant in natural resources, remote regions often utilize the availability of nature to promote tourism-based activities. That is why some staples researchers suggest that tourism in peripheral regions often follows the patterns that are similar to previous staples development: based on natural resources, relied on public policy agencies and government (or quasi government) mediation (for development, investment, marketing and distribution) and highly susceptible to external market fluctuations [21]. D. Schmallegger and D. Carson pursue that tourism used as an easy way to diversify remote region economies can appear a new staple, which supposes that tourism is controlled from core sectors and is highly sensitive to volatile tourism demand.

However, new tourism paths inherit not only patterns but also its «initial capital» from «old» economies. Some studies within evolutionary economic geography show that new firms have a higher chance to successful development if they use some routines from their «parent» companies (spin-offs) rather than if they lack previous experience (start-ups) [22]. Old path inputs to new paths with financial investments, managerial skills, networks, connections to decision-making persons etc. [23].

Nevertheless, there is a lack of investigation in research literature on how accumulated resources of old paths are used to create new industries that are completely different from any existing ones. Particularly, there is a lack of successful cases on how the new tourism industry uses and transforms generic resources of resource-based economy in peripheral regions to create alternative paths.

Tourism in Russia

Russia has remained under-considered and under-estimated in the tourism literature for the past 15 years despite its size, the relevance of its economy and its chances for development [24]. The most comprehensive discussion on how tourism can change Russian remote regions economy can be found in [25], who analyzed the challenges associated with ecotourism, and in [20], who proposed case studies.

Most Russian remote regions are resource-dependent to some extent. Besides, tourism development was considered as a way to react to the sudden economic decline in 1990s and as a tool to diversify economy and become independent from gas, oil and timber in most peripheral regions [25–27]. That is why the national government has officially acknowledged tourism as a strategic sector of the Russian economy.

Tourism is a promising branch in the development of the national economy of the Russian Federa-

tion, which manifests itself in the development indicators over recent decades. The international tourist flow from Russia to other countries (outbound tourism) significantly increased. The same is true about the volume of inbound tourism by overseas residents. The 2014 Olympic Games and the 2018 FIFA World Cup hosted by Russia attracted national and regional attention to tourism policy and infrastructure. After Crimea became a part of the Russian Federation in 2014 and following the Donbass military conflict, Western sanctions made outbound tourism more complicated. The sanctions and the decrease in energy prices weakened the Russian ruble, which had a further negative impact on outbound tourism, but potentially improved the situation for domestic and inbound tourism. According to the Federal State Statistics Service, an average decline of an outbound tourist flow from Russia amounted to 31–31,5 % [28, 29] and an increase in the domestic tourism was equal to 20–25 %. From July to August 2016, the number of plane tickets sold for domestic flights significantly exceeded the number of tickets sold for international flights. Domestic flights accounted for 58 % of sales and international flights amounted only to 42 %. In the same period of 2015, the gap was less – 53 % and 47 %, respectively. The experience of American (8 % of tourism share in GDP, 80 % of GDP in tourism from tourism – domestic tourism) and Chinese (9,4 % of tourism share in GDP, 76 % of GDP in tourism from tourism – domestic tourism) economies proves that domestic tourism can and should be a driver for post-industrial development of a country.

According to official statistics, the tourism share in GDP grew from 1,5–1,6 to 3,4 % over the last several years (2016–2018).

Russia's domestic tourism is growing fast; hence, many Russian regions are currently trying to increase their share in this market in order to gain the diversification and sustainability of the regional economy. Even those regions of Russia where tourism is not one of the main branches of the regional economy and takes one of the last places in the share of the region's GRP, on the contrary, are not an exception. For example, most regions in the Siberian Federal District (except the Novosibirsk region, the Altai Territory and the Altai Republic) are industrialized regions, where the GRP value is mostly formed by the extraction of minerals: the oil, gas or coal industries. At the same time, these regions have a fairly large resource base for the development of tourism; their historical, cultural and natural resources can be used to develop various types of tourism in the region.

Tourism development involves a complex network of communication between public and private stakeholders in any country; however, the nature of such communication depends on the areas of economic development of the territory, the available tourism resources, as well as the interests of the key actors in the strategic use of local opportunities [30].

The following part of the article presents the case of the Kemerovo region – a Russian remote resource-

based region, which found the way to successfully use the financial and administrative resources of its «old» economy to develop the tourism sector. By the example of this region, the problem of transition from the industrial to post-industrial image and economy can be vividly demonstrated. The purpose of this case is to identify the main areas, forms and types of interaction between public and private stakeholders in the emerging tourism industry of the Kemerovo region.

Kemerovo as the main mining region of the country

The Kemerovo Region was established in 1943 as a new industrial base of the USSR that fought against the Nazi Germany. Tremendous natural resources (iron, copper, manganese and polymetallic ores, phosphorites and aluminum raw materials, dolomite and quartzite) had made the region one of the most urbanized and industrialized regions of Western Siberia. Kemerovo region takes the first rank among Russian regions for diversity and development of natural resources. Kemerovo is the main mining region of the country where 60 % of all Russian coal are mined. The coked coal reserves account for more than 73 % of the total value of coal reserves in Russia, and for the entire group of particularly valuable rocks they make 100 %. Until today, its share in the economy of industrial and raw materials sector is high and the socio-economic situation is complicated. 70 % of Kuzbass population reside in cities and urban-type settlements that depend on a single industry: coal, mining, metallurgy, etc. As a result, the region acquired an industrial external and internal image and the toponym Kuzbass (**Kuznetsk Coal Basin**, proposed by P.A. Tchihatcheff in the XIX century [31] became the second official name of Kemerovo, although the borders of the Kuznetsk coal basin do not coincide with the borders of this region.

Kemerovo region: tourism statistics

The tourism industry has been virtually absent in the Kemerovo region since its establishment. It was not until 1970 when the first piste was opened in the south of the region, in Tashtagol. Then, another ski resort (the Sheregesh ski resort) was opened in the Tashtagol region in 1981. Its opening coincided with the Spartakiad of Peoples of the USSR, a major sporting event. In late 1970s and early 1980s, a study of the tourism potential of Kuzbass was carried out, which helped identify 12 tourist and recreational areas [32]. Such division is still in place.

The tourism industry in the Kuznetsk Basin began to develop in 1990s. As the need for the economy modernization arose and the demand for coal and metal dropped, the strategy for tourism development in the 21st century was launched. Today, there are several popular ski resorts in Kemerovo (Tashtagol, Mezhdurechensk, Novokuznetsk, Tanai, etc.); there appear historical and cultural centers, museums and reserves Tomskaya Pisanitsa and Krasnaya Gorka (Kemerovo), Kuznetsk fortress (Novokuznetsk), a complex of modern-time monuments of Mariinsk.

The analysis of tourism statistics in Kemerovo during the period of 2000–2017 [33–37] shows a significant growth in the inbound tourist flow in the region. Compared to 2000, this indicator had grown 10 times by 2015: 150 thousand people traveled to the Kemerovo region in 2000; the flow of inbound tourists increased up to 850 thousand people in 2013; this number amounted to 1,5 million people in 2015 (the real figures were much higher because some tourists traveled rough). The growth of the inbound tourist flow occurs due to the internal tourist flow as the number of international tourists visiting the region is constantly decreasing. Thus, 52860 foreign nationals visited the region in 2011, 34200 in 2013 and 26600 in 2015. In 2011, the internal tourist flow comprised 92,5 % from the inbound tourist flow; it was 95,9 % in 2013 and 98,2 % in 2015. At the same time, the inbound tourist flow was much higher compared to the outbound tourist flow, which was only 81,27 thousand people (5,4 % in relation to the inbound tourist flow) in 2017, although the growth of outbound flow amounted to 81,3 thousand compared to 111,8 thousand in 2003. In general, the dynamics of both indicators is positive for the described period. A decline was observed only in 2009, which is due to the global economic crisis. At the same time, it is well known that about 50 % of Kemerovo residents traditionally spend their holidays in the region (58,4 % in 2000, 43,4 % in 2006 and 52,9 % in 2012). The volume of fee paid services in the tourist and recreational areas grew as the incoming tourist flow increased (hotels and other accommodation facilities, health resort services, etc.). In 2000, Kemerovo earned 31,2 million rubles from tourism, while this number was 248 times higher – 7740 million rubles (nominal prices) in 2017. According to comparative indices, the growth is even more significant, i. e. from 0,04 % in GRP in 2000 to 0,78 % in 2017.

The number of travel agencies registered in Kemerovo region is steadily growing. For example, there were 40 travel agencies in 2000 while their total number was 254 in 2017. The most significant growth was observed in 2010 when the number of travel agencies increased by 46,4 % within one year. Unfortunately, most agencies specialized in the outbound tourism and the domestic tourism is of lower priority.

Not only the number of travel agencies grows, but also their performance indicators improve, i. e. the number and the cost of package tours sold to the population. The number of package tours grew 4,1 times, from 10,4 to 42,6 thousand packages during 2005–2017. The cost of package tours sold to the population (in nominal prices) increased 8,9 times (from 307,3 to 2741 million rubles) from 2005 to 2017. If compared to the year 2000, the cost increased 75,7 times. The comparative index growth of travel packages sold to the population increased from 0,07 % in GRP in 2000 to 0,1 % in GRP in 2005 and 0,47 % in GRP in 2016. Similarly to the overall

tourist flow, this positive dynamics is interrupted in 2009.

Unfortunately, the growth of outbound and domestic tourism did not give the expected result, i. e. a qualitative and permanent income increase of the region and the state. The amount of tax revenue was very uneven: taxes amounted to 907,3 million rubles in 2011, 1299,3 million rubles in 2012 and 1063 million rubles in 2013.

The indicators concerning the accommodation of tourists during the described period grew insignificantly. Despite the fact that the number of hotels and collective accommodation facilities increased by 80 units and the growth amounted to 49,1 % (from 163 to 243 units) in 2000–2017, the dynamics within the period was unstable. The number of overnight stays in collective accommodation facilities increased by 27,4 % from 2635,8 thousand in 2000 to 3357 thousand in 2015. The number of persons placed in collective accommodation facilities gradually grew from 303,6 in 2000 to 360,8 in 2011 and 554,1 thousand people in 2017, which amounted to a 82,5 % increase during 2000–2017. However, the number of tourists who entered Kemerovo is three times higher than the number of tourists who stayed in official accommodation facilities. This fact may indicate that more than half of tourists stayed in rented apartments, houses or with their friends and relatives.

The richest natural complex of the Kemerovo region allows developing many different types of tourism: mountain skiing, cross-country skiing, water, pedestrian, cave, horse, snowmobile, historical, cultural and ecological, etc. About 70 % in the total volume of the entire tourist flow is attributed to Alpine skiing. This type of tourism is developed in the territory of 12 municipalities. In this respect, the main resort of Kuzbass is Sheregesh. When looking at numbers, the growth of tourists' attraction becomes obvious, i. e. about 30000 people attended the Scheregesh ski resort every year in early 2000s; the flow of tourists amounted to more than 1 million people during the winter season in 2014–2018. Thus, Sheregesh became the most popular ski resort in Russia already in 2015. The growing popularity of winter tourism in the Kemerovo region is due to the available infrastructure and the duration of the ski season, which begins in the early days of November and ends in early May. At the same time, there is a problem of seasonal functioning of the most part of the tourism industry of the region. Historical and cultural, as well as natural values of Kuzbass are not very popular outside the region.

Proclaiming tourism as a priority direction of economic development, the federal authorities have legislatively enshrined it in the Federal Target Program of *Domestic and Inbound Tourism Development in the Russian Federation (2011–2018)*. The goal of the Program is to increase the competitiveness of the Russian tourist market, which meets the needs of Russian and international citizens regarding the quality of tourism services. When the Pro-

gram was audited in 2014, a number of issues were identified that hampered the effectiveness of its implementation. Among the internal issues, unfruitful cooperation with investors in the regions, slow pace of infrastructure construction, postponed commissioning of facilities, as well as the refusal of some regions to participate in the Program were named.

Some macroeconomic risks associated with the deterioration of external economic environment are the main external issues. Many regions stated in their yearly reports that they had to return the funds allocated and transferred for the year 2014 to the federal budget due to the fact that the money were transferred in the very last days of December and the region could not manage spending them until the end of the year. In total, 143 million rubles out of 139,5 billion rubles (0,1 %) remained unspent [38]. Regional authorities of most Russian regions approved and began to implement their regional development programs to be included into the Federal Program under the deficit of regional budgets.

Main actors and their initiatives

Tourism development in Kemerovo is initiated by the state; other interested parties who have resources are rarely involved into the process of strategic programs and specific projects. At this, a full-scale development of tourism in the region is possible only with active participation of all stakeholders. Therefore, development and implementation of regional programs should be considered in the context of the stakeholder approach. According to E. Freeman, the founder of the stakeholder approach, stakeholders are any individuals, groups or organizations that have a significant impact on the decisions made by a certain organization and/or are affected by these decisions [39, p. 366].

Since the tourism industry is of great interest not only for the state (federal, regional) and municipal authorities, but also for all stakeholders, a regional tourism industry can be viewed as an organized system in which the use of stakeholder management positions can make it possible to establish a balance of interests of all participants and more fruitfully implement its development. In this regard, a subject of the tourist industry of the region is any subject (state and municipal authorities, legal or private entity), both resident and non-resident, whose interests and resources can directly or indirectly influence the development of tourism in the region.

In a broad sense, stakeholder participation is seen as a variety of methods and practices in which stakeholders take decisions about further development, for example, meetings and consultations are forms of such stakeholder interaction. However, stakeholders' participation can be regarded as a partnership or cooperation where they play an active role in decision-making, affecting both short-term and long-term interests [40, p. 103].

One of the main reasons for the growing interest in partnerships in the development of tourism is the

belief that tourist destinations and organizations are able to gain a competitive advantage by combining knowledge, experience, capital and other resources of several stakeholders [41, p. 2]. However, there may be a conflict of stakeholders in tourism development in the region related to different interests and perceptions about the issues of tourism development. Therefore, it is necessary to take into account the interests of each stakeholder group for a successful stakeholder management [42, p. 99].

The following groups are identified as the main stakeholders of the tourism industry:

- internal group, i. e. regional and municipal authorities, citizens, organizations of different types and forms of ownership (travel agencies, educational and cultural organizations, etc.), public organizations of the regional industry, media;
- external group, i. e. federal authorities, public organizations (federal, international), non-economic entities that are non-residents, tourists, etc. [43, p. 103].

Kemerovo external actors:

1. Regional and municipal authorities in the Kemerovo region.

The tourism industry of the Kemerovo region functions under the supervision of the Deputy Governor for Education, Culture and Sports. The Department of Youth Policy and Sport of the Kemerovo region is in charge of this industry. The Department of Tourism is officially a part of the structure of the Department of Youth Policy and Sport. This Department acts as the coordinator of the tourism policy of the Kemerovo region and plays a key role in the development of the Strategy for Development of Tourism Industry in Kuzbass. However, the tourism industry is strongly associated with cultural institutions (museums, theaters, etc.). They, in their turn, are under the jurisdiction of the Department of Culture and National Policy of the Kemerovo region. Cluster projects funded through federal budget are supervised by the Deputy Governor for Economics and Regional Development.

At a municipal level, these functions are performed by the departments/divisions of the city and regional administrations. As far as the capital of Kuzbass concerns, this role is played by the Department of Culture, Sports and Youth Policy of Kemerovo. It coordinates the activities of urban centers in the field of culture and tourism.

The Public Tourist Board supervised by the Governor of the Kemerovo region acts as an interface between the regional authorities and business community. The Board is an advisory body ensuring interaction, coordination and conformity of the actions of executive authorities of the Kemerovo region, local government bodies, public tourism organizations, educational institutions and tourism industry entities. The Board includes internal stakeholder representatives, i. e. the main public organizations of the tourism industry, the largest cultural organiza-

tions and the media. Representatives of higher educational institutions ensuring training in the field of tourism are also invited to the Board.

2. Business community and Kemerovo regional public organizations in the field of tourism.

The business community of the tourism industry of Kuzbass is represented by two public associations: the Kuzbass Association of Tourism Industry Enterprises and the self-regulatory organization Kuzbass non-Profit Partnership of Tourism Industry. The Kuzbass Association of Tourism Industry Enterprises (KATI) was established in 2003. It includes 18 travel agencies mainly associated with the regional center. The main directions of its activity are as follows: the development and promotion of regional touristic product; the expansion of the charter program geography; redirection of the outbound tourist flow to Kuzbass market; performance of corporate customer functions at trade fairs; protection of legal, economic and other interests of the tourism industry. KATI actively cooperates with the Administration of the Kemerovo region, acts as a representative and lobbyist of the tourism industry of the region. In particular, the 2025 Strategy for Tourism Development of the Kemerovo Region was reviewed and approved by the Coordinating Council of the Kuzbass Association of Tourism Enterprises, the Public Tourist Board under the supervision of the Governor of the Kemerovo region, and then, by the Panel of Administration of the Kemerovo region.

At the same time, in addition to KATI, a number of influential organizations were established in the tourism industry of the region. In particular, a new organization named South Kuzbass Non-Profit Partnership of Tourism Industry (SKTI) was established on 21 July 2009. SKTI was the first in Russia to receive the status of a self-regulatory organization of travel agencies and travel agents in 2012 and became known as a self-regulatory organization Kuzbass non-Profit Partnership of Tourism Industry. Over 30 travel agencies are included into the non-profit partnership. Most of these travel agencies are mainly located in the territory of the south of the Kemerovo region: travel agents, tour operators specializing in domestic, inbound and outbound tourism, hotels of the sports and tourist complex Sheregesh. Since 2012, the Kuzbass non-Profit Partnership of Tourism Industry has created a compensation fund at the expense of the members of the partnership as an additional property responsibility towards consumers of the travel product. The standards and rules of tourist activity are based on the federal laws and are binding for all members of the partnership. In the north of the region and in Kemerovo, the organization is represented in a very piecewise manner; however, it conducts a very active PR-company and promotes its interests at the level of authorities, education and culture.

3. Museums of Kemerovo and Kemerovo region.

As a matter of fact, regional museums do not occupy top positions regarding their resources, influ-

ence and solid strategy for tourism development. Perhaps, only an open-air museum Tomskaya Pisnitsa is famous outside the region. In addition, the Kuznetsk fortress (Novokuznetsk) and Krasnaya Gorka (Kemerovo) are considered as historical and cultural centers of the city; besides, these museums attract tourists from the country, as well as international visitors. Unfortunately, most museums do not have financial and information capacity to independently promote themselves outside the region. The museums are financed by the federal and regional authorities; extrabudgetary revenues make up a small part of the budget of most museums.

4. Kuzbass universities providing training in the fields of tourism, service and hotel industry.

Five higher educational institutions of the region provide educational services in the field of tourism. Nevertheless, the tourism research and practices need further development. Education in the field of tourism involves some adjacent areas. For a long time Kuzbass State Technical University named after T.F. Gorbachev was the only university that provided training within the fields of tourism and services. Since the government of the Russian Federation had adopted a subject oriented educational strategy, tourism programs were closed at Kuzbass State Technical University and the initiative was gradually shifted to other universities. Thus, tourism as a field of study was opened on the basis of Kemerovo State Institute of Arts as part of the Museum Studies and other related fields.

Tourism as a study field at Kemerovo State University had a long way to go. Initially, three departments were in charge of the enrolment into bachelor's and master's degree programs, as well as CPE. Such approach turned out to be ineffective and today a new model is being developed in the Department of History and International Relations (since 2016, it is the Institute of History, Public Administration and International Relations) with the involvement of other divisions. Kemerovo Regional Resource Center for Tourism Industry was established on the basis of the Institute of History, Public Administration and International Relations of Kemerovo State University.

At this point, the real model of interaction between the main stakeholders of the region, among which there are regional and local authorities and business, is represented in the form of two relatively separate interaction zones, i. e. the white and the gray economies. The separation into three economic zones that describes the interaction of the government and business, i. e. white, gray and black economies, is used by many researchers (V. Tambovtsev, M.V. Kurbatova, S.N. Levin, etc.) [44, p. 33].

Actors interactions: white and gray zones

The white zone is a concept of formal relationship between government and business, i. e. regulation of taxes, administrative and economic regulation of business (registration, licensing, control and enforce-

ment of established norms, etc.), government tenders, implementation of regional programs for tourism development and assistance in raising investment attractiveness of tourism industry in Kuzbass. According to expert estimates, the Kemerovo region is placed in the group of borrower regions with a high level of reliability in the investment attractiveness ranking of the subjects of the Russian Federation. In terms of fixed investment, the Kemerovo region ranked the 14th in Russia by the end of 2014 [45].

In the 2025 Strategy for Tourism Development of the Kemerovo Region, infrastructure of the recreation sector is one of the main investment priorities for the development of the region. At the same time, the development of some industries, including tourism, depends on how successfully the region copes with the tasks related to infrastructure development. So, one of the most important priorities is the development of tourism and energy infrastructure. A striking example of such parallel development is the ski resort Sheregesh. To implement the program, investments were attracted from the regional and municipal budgets, as well as the budget of municipalities of certain cities of the region, funds of banks and industrial giants of Kuzbass such as OAO Kuznetsk Metallurgical Combine, OAO West Siberian Metallurgical Complex, etc. The first ski slope was laid and the first lift was installed in 1992, when the construction of the ski resort Sheregesh, now known as the mountain ski complex Mustag, began.

The money invested into the development of the Sheregesh complex is provided by several companies. Among the investors, there are not only the companies of Kuzbass, but also representatives from other regions of the Russian Federation (Tomsk, Moscow, Nizhny Novgorod, etc.). Over 13 billion rubles of private investments have been donated into the resort development since 2000. 320000 Russian and international tourists visited the resort in 2010 [46, p. 426]. The project is implemented in accordance with the 2025 Strategy of Social and Economic Development of the Kemerovo Region and the 2012 Program of Social and Economic Development of the Kemerovo region. This project is the next development stage of the Sheregesh Tourist Complex based on the resort in Gornaya Shoria (Tashtagol region) as a year-round resort for winter and summer recreation with a subsequent release at the international level.

Another example of cooperation in the white zone is the creation of a regional most favored economic zone Gornaya Shoriya, where involved companies are provided with all the benefits and preferences stipulated by the regional legislation. Law No. 87-OZ resulted from the interaction between some private companies (operators of tourism infrastructure) and regional authorities to attract strategic investors.

The gray zone is a concept of an informal interaction between business and government. In this case, both regional and local authorities use their administrative resource to force business to make additional

contributions into various social needs. In return, the companies are guaranteed that their privileges and benefits remain and the business situation does not worsen. Thus, a status bargaining with the authority over the conditions for a particular business operation takes place in the gray zone, which means that the negotiation is initiated when the parties defend their own interests [47, p. 70].

When solving the issue of the state budget balance, federal authorities extended the functions and powers of regional and local authorities; however, they reduced a significant part of their funding sources. Under these circumstances, additional funding from business became a survival condition; thus, such voluntary or compulsory investments became a tool to achieve business interests.

Quasi taxes and formal sponsorship are the main types of additional resources that arrive from business. Quasi taxes are legally baseless additional business payments either to a local budget or to a specially established funds. Formal sponsorship is a form of funding various projects by the authority (social projects, organization of public services and amenities, etc.) from business companies [44, p. 41]. Unlike quasi taxes, formal sponsorship is of a targeted nature and the contributions are made in kind.

According to the estimates, additional funding of regions by business amounts to 110 billion rubles annually (about 3 % of the consolidated budgets of the constituent territories of the federation) [48, p. 99]. The city administration of Kemerovo and the subordinated institutions concluded 1581 social and economic partnership agreements in the beginning of 2014. Large, small and medium-sized enterprises participate in social and economic partnerships regardless of the type of the legal entity.

Such partnership demonstrates close cooperation with regional and local authorities and a standard of entrepreneurship in Kuzbass among business owners and managers. The government deliberately focuses the business on the support of partnerships and social programs. The content of agreements shows that in spite of the investment component, including the development of tourism industry, the agreements ensure the use of business resources to implement social projects and maintain social and economic stability of the region.

There are also good examples by local and regional authorities in switching from the gray zone to the partnership relations with regional stakeholders. One such example in Kuzbass is the Recreational Tourism Cluster Kuzbass. The Cluster was established on 13 October 2015 when a strategic session took place and the agreement on the establishment of the Cluster was signed. The establishment of this Cluster undoubtedly resulted in the interaction, cooperation and partnership between stakeholders in the Kemerovo region. This gives us hope for the soonest possible solution of some issues in the field of tourism [48, p. 51].

This agreement was signed by 42 participants of the session, including 30 small and medium-sized businesses (SMEs) in the tourism sector, five municipi-

pal organizations, two universities, the administration of the Kemerovo region represented by the heads of two departments and the director of Kuzbass Science Park, which housed the Center for Cluster Development of the Kemerovo Region. The participants chose the coordinating organization and approved 26 members of the Cluster Council ensuring interdepartmental interaction to solve the issues of the tourism industry development:

- 16 heads of small and medium-sized businesses (tour operators, travel agents, hotels, restaurants, excursion and transport organizations, owners of tourist infrastructure, etc.);
- 3 public organizations of tourism industry: Kuzbass Association of Travel Industry, SRO NP Kuzbassturindustry and Kemerovo Regional Public Organization Young Tourist);
- Kuzbass Chamber of Commerce and Industry;
- 2 higher educational institutions (Kemerovo State University and Kemerovo branch of Plekhanov Russian University of Economics);
- municipal enterprise (MUE Podnebesnye Zybya);
- museum (Tomskaya Pisanitsa);
- Department of Youth Policy and Sport of the Kemerovo Region as an executive authority responsible for tourism;
- Center for Cluster Development.

Kemerovo State University was chosen to coordinate the Cluster. The choice was not random. Since 2011, Kemerovo State University has been actively developing the tourism direction to seek forms of interaction with professional community and public authorities aiming at fruitful joint work in the field of tourism in the Kemerovo region. In 2013, the Regional Resource Center for Tourism Industry was established on the basis of Kemerovo State University, which was recommended and the activities of which were supported by the Public Council for Tourism under the supervision of the Governor of the Kemerovo region. In the framework of the Center, personnel development and refresher courses were conducted for employees of the tourism industry free of charge. Besides, academic staff of Kemerovo State University continues regular research in the field of tourism development in the Kemerovo region.

In May 2015, Kemerovo State University jointly with the Department of Youth Policy and Sport of the Kemerovo Region and the Department of Culture and National Policy of the Kemerovo Region held a conference and a seminar on the Development of the Tourist Destination: Mechanisms, Problems and Possibilities. The event took place with the involvement of international participants. Within its framework, a round table discussion was held, where over 30 representatives of the tourism business took part. The participants expressed interest in personnel training in the field of tourism and joint projects aimed at the promotion of Kuzbass.

Finally, in April and May 2015, Kemerovo State University together with the Department of Youth Policy and Sport of the Kemerovo Region, the De-

partment of Investment and Strategic Development of the Kemerovo Region and the Center for Cluster Development elaborated the 2025 Development Strategy of Recreational Tourism Cluster of Kuzbass, which was approved by the Panel of Administration of the Kemerovo region and supported by the Ministry of Economic Development of Russia.

As a result, the number of organizations of the tourism industry significantly expanded within two months and reached 59 members, among them 50 organizations of small and medium-sized businesses by the beginning of 2016. This fact indicates the interest of representatives of small and medium-sized businesses in cooperation with other regional stakeholders in order to increase the competitiveness of tourist and recreational enterprises, promote domestic tourism, expand the range of tourist services in the region and increase the level of awareness among residents and visitors about tourism opportunities of Kuzbass. However, the main focus of the region is still placed on the traditional industries of coal mining, metallurgy, etc. That is why tourism and investments directly depend on the resource-based industries of the region, i. e. energy and metallurgy.

Conclusions

The case of the Kemerovo region shows that networks and close interactions between the main stakeholders can create new paths even in resource-driven regions. Some success factors are:

1. An «old» path became the main investor into the new one. Kuzbass coal and metallurgy industries supported the initiatives of local authorities and established the first tourism companies at the beginning stage. It was not just the case of social responsibility but deliberate investments and attempts to diversify their own business. Being the main actor in the regional economy, resource-based industries were ready to invest not only finances but also their national lobbying capital, management skills and appropriate infrastructure.
2. Complex and close cooperation of the main actors:
 - municipal authorities who initiated the establishment and promotion of sports, tourism and resort facilities;
 - the Administration of the Kemerovo region, which managed to receive federal support for the tourism cluster;
 - private business companies, which were directly involved in the development of tourism (small and medium-sized tourism companies, other investors);
 - the university, which became a competence center for the new industry and also an independent communication platform that can bring together the key actors.

The research has been produced as a part of TOULL – Tourism and Lifelong Learning project (grant number 530750–2015-DK-JPHES) sponsored by the EU Tempus programme.

REFERENCES

1. Boschma R.A., Frenken, K. Technological Relatedness and Regional Branching. *Beyond Territory. Dynamic Geographies of Knowledge Creation, Diffusion and Innovation*. Eds. H. Bathelt, M.P. Feldman, D.F. Kogler. London, Routledge, 2011. pp. 64–81.
2. Neffke F., Henning M., Boschma R. How do regions diversify over time? Industry relatedness and the development of new growth paths in regions. *Economic Geography*, 2011, vol. 87, Iss. 2, pp. 37–65.
3. Martin R., Sunley P. Path Dependence and Regional Economic Evolution. *Journal of Economic Geography*, 2006, no. 6, pp. 395–438.
4. Martin R. Roepke Lecture in Economic Geography – Rethinking Regional Path Dependence: Beyond Lock-in to Evolution. *Economic Geography*, 2010, no. 86, pp. 1–27.
5. Brouder P., Eriksson R.H. Tourism evolution: on the synergies of tourism studies and evolutionary economic geography. *Annals of Tourism Research*, 2013, vol. 43, pp. 370–389. DOI: 10.1016/j.annals.2013.07.001
6. Henning M., Stam E., Wenting R. Path Dependence Research in Regional Economic Development: Cacophony or Knowledge Accumulation? *Regional Studies*, 2013, vol. 47, no. 8, pp. 1348–1362. DOI: 10.1080/00343404.2012.750422
7. MacKinnon D., Dawley S., Pike A., Cumbers A. Rethinking Path Creation: a Geographical Political Economy Approach. *Economic Geography*, 2019, vol. 95, Iss. 2, pp. 113–135. DOI: 10.1080/00130095.2018.1498294
8. Boschma R., Coenen L., Frenken K., Truffer B. Towards a theory of regional diversification: combining insights from Evolutionary Economic Geography and Transition Studies. *Regional Studies*, 2017, vol. 51, Iss. 1, pp. 31–45. DOI: 10.1080/00343404.2016.1258460
9. Schmallegger D., Carson D. Is tourism just another staple? A new perspective on tourism in remote regions. *Current Issues in Tourism*, 2010, vol. 13, pp. 201–221. DOI: 10.1080/13683500903359152
10. Gunton T. Natural Resources and Regional Development: an Assessment of Dependency and Comparative Advantage Paradigms. *Economic Geography*, 2003, vol. 79, Iss. 1, pp. 67–94. DOI: 10.1111/j.1944-8287.2003.tb00202.x
11. Hayter R. «The war in the woods»: Post-fordist restructuring, globalization, and the contested remapping of British Columbia's forest economy. *Annals of the Association of American Geographers*, 2003, vol. 93, pp. 706–729. DOI: 10.1111/1467-8306.9303010
12. Carson D.A., Carson D.B. Why tourism may not be everybody's business: the challenge of tradition in resource peripheries. *The Range-land Journal*, 2011, vol. 33, pp. 373–383. DOI: 10.1071/RJ11026
13. Koster R.L. Local contexts for community economic development strategies: a comparison of rural Saskatchewan and Ontario communities. *Geographical perspectives on sustainable rural change*. Eds. D.G. Winchell, D. Ramsey, R.L. Koster, G.M. Robinson. Brandon, Rural Development Institute, 2010. pp. 461–483.
14. Lundmark L. Economic restructuring into tourism in the Swedish mountain range. *Scandinavian Journal of Hospitality and Tourism*, 2005, vol. 5, Iss. 1, pp. 23–45. DOI: 10.1080/15022250510014273
15. Ryser L., Halseth G. So you're thinking about a retirement industry? Economic and community development lessons from resource towns in northern British Columbia. *Community Development*, 2013, vol. 44, Iss. 1, pp. 83–96. DOI: 10.1080/15575330.2012.680476
16. Carson D.A., Carson D.B. Mobilities and Path Dependence: Challenges for Tourism and «Attractive» Industry Development in a Remote Company Town. *Scandinavian Journal of Hospitality*

- and *Tourism*, 2014, vol. 14, Iss. 4, pp. 460–479. DOI: 10.1080/15022250.2014.967997
17. Jenkins J.M., Hall C.M., Troughton M. The restructuring of rural economies: Rural tourism and recreation as a government response. *Tourism and recreation in rural areas*. Eds. R. Butler, C.M. Hall, J. Jenkins. Chichester, England, Wiley, 1998. pp. 43–68.
18. Hall C.M., Boyd S. Nature-based tourism in peripheral areas: Introduction. *Nature-based tourism in peripheral areas: Development or disaster?* Eds. C.M. Hall, S. Boyd. Clevedon, England, Channel View, 2005. pp. 3–21.
19. *Tourism in Peripheries: Perspectives from the Far North and South*. Eds. D.K. Müller, B. Jansson. Wallingford, CAB International, 2007. 288 p.
20. Halkier H., Møller D., Goncharova N., Kiriyanova L., Kolupanova I., Yumatov K., Yakimova N. Destination development in Western Siberia: tourism governance and evolutionary economic geography. *Tourism Geographies*, 2019, vol. 21, Iss. 2, pp. 261–283. Available at: <https://doi.org/10.1080/14616688.2018.1490808> (accessed 27 January 2019).
21. Schmallegger D., Carson D. The economic geography of remote tourism: the problem of connection seeking. *Tourism Analysis*, 2010, vol. 15, Iss. 1, pp. 127–139.
22. Klepper S. Disagreements, Spinoffs, and the Evolution of Detroit as the Capital of the U.S. Automobile Industry. *Management Science*, INFORMS, 2007, April, vol. 53 (4), pp. 616–631.
23. Bresnahan T., Gambardella A., Saxenian A. «Old economy» inputs for «new economy» outcomes: cluster formation in the New Silicon Valleys. *Clusters, Networks and Innovation*. Eds. S. Breschi, F. Malerba. Oxford, Oxford University Press, 2005. pp. 113–135.
24. Andrade L., Dimanche F. Destination competitiveness and tourism development in Russia: Issues and challenges. *Tourism Management*, 2017, vol. 62, pp. 360–376.
25. Braden K., Prudnikova N. The challenge of ecotourism development in the Altai region of Russia. *Tourism Geographies*, 2008, vol. 10, Iss. 1, pp. 1–21. DOI: 10.1080/14616680701825107
26. Burns P. Tourism in Russia: Background and structure. *Tourism Management*, 1998, vol. 19, pp. 555–565. DOI: 10.1016/S0261-5177(98)00060-0
27. Sheresheva M., Kopiski J. The main trends, challenges and success factors in the Russian hospitality and tourism market. *Worldwide Hospitality Tourism Themes*, 2016, vol. 8 (3), pp. 260–272. Available at: <http://dx.doi.org/10.1108/WHATT-02-2016-0004> (accessed 25 March 2019).
28. *Federalnaya sluzhba gosudarstvennoy statistiki* [Federal State statistic service]. 2016. Available at: <https://www.gks.ru> (accessed 1 June 2019).
29. *Federalnaya tselevaya programma «Razvitie vnutrennego i vyezdnoy turizma v Rossiyskoy Federatsii (2019–2025 gody)»* [Concept of the federal target program «Development of domestic and inbound tourism in the Russian Federation (2019–2025)»]. Available at: <https://www.russiaturism.ru/contents/deyatelnost/programmy-i-proekty/federalnaya-tselevaya-programma-razvitie-vnutrennego-i-vezdnogo-turizma-v-rossiyskoy-federatsii-2019-2025-gody/> (accessed 27 January 2019).
30. Dredge D. Policy networks and the local organisation of tourism. *Tourism Management*, 2006, vol. 27, Iss. 2, pp. 269–280.
31. Tchihatcheff P. *Voyage scientifique dans l'Altai oriental* [Scientific trip to Eastern Altay]. Paris, Gide et comp., 1845. 466 p.
32. Baev O.V., Makarov A.P., Mit' A.A., Yumatov K.V. Tourism development in Kuzbass. *Russian Regions: Looking into the Future*, 2015, vol. 3, pp. 9. In Rus.
33. *Department of Youth Policy and Sport of the Kemerovo region. Social sphere annual report* <https://news.myseldon.com/en/dossier/institution/11723123/main> (accessed 25 March 2019).
34. *Statistical Yearbook Kuzbass*, 2009.
35. *Culture, leisure, tourism. Statistical Yearbook Kuzbass*, 2012.
36. *Kuzbass 2013: statistichesky sbornik* [Kuzbass. Statistical compilation, 2013]. Kemerovo, Kemerovostat Publ., 2013
37. *Kuzbass: Statistical compilation. Tourist activity and recreation in Kuzbass: Statistical book. Tourist activity and recreation in Kuzbass: Statistical book; Development of tourism in the Kemerovo region*: Kemerovo status reports of 2015, 2016 and 2017.
38. Chizhikova O. V Rosturizme podveli itogi realizatsii meropriyatiy programmy razvitiya turizma v 2014 [Russian national tourism agency announced results of Tourism development programme in 2014]. *Investitsii v turizm*, 2015.
39. Freeman E.R., Wicks A.C., Parmar B. Stakeholder theory and «The Corporate Objective Revisited». *Organization Science*, 2004, vol. 15, Iss. 3, pp. 364–369.
40. Maiden J.A. *Participation in sustainable tourism development: Stakeholders & partnership working*. UK, Cardiff University, 2008.
41. Bramwell B., Lane B. *Tourism collaboration and partnerships politics, practice and sustainability*. Clevedon, Channel View Publications, 2000. 343 p.
42. Byrd E.T., Gustke L.D. Identifying tourism stakeholder groups based on support for sustainable tourism development and participation in tourism activities. *Sustainable Tourism*. Ed. by F.D. Pineda. UK, WIT Press, 2004. pp. 97–108.
43. Brokaj R. Local government's role in the sustainable tourism development of a destination. *European Scientific Journal*, 2004, vol. 10, no. 31, pp. 103–117.
44. Kurbatova M.V., Levin S.N. Deformalizatsia pravil v sovremennoy Rossiyskoy ekonomike (na primere vzaimodeistviya vlasti i biznesa) [Deformalization of rules in contemporary Russian economy (within authority–business interaction)]. *Terraeconomica*, 2010, vol. 8 (1), pp. 27–50.
45. Rosstat (2015). *Investitsii v osnovnoy kapital* [Investments in fixed assets]. In: Rosstat. Russian Regions. Social and Economic indices. Statistical compilation. Rosstat, Moscow. P. 1176–1177. Available at: http://www.gks.ru/free_doc/doc_2015/region/reg-pok15.pdf (accessed 25 March 2019).
46. Nizhegorodtsev R.M., Levin S.N., Nikitenko C.M., Goosen E.V., Surtseva A.A., Sablin K.S., Goridbko N.P., Postoev R.V., Kovrigina S.V., Olisaeva L.G. *Gosudarstvenno-chastnoe partnerstvo v innovatsionnoy sfere: mirovoy opyt i perspektivy Rossii* [State-private partnership in innovation sphere: the world experience and the prospects of Russia]. Kemerovo, Sibirskaya izdatelskaya gruppa Publ., 2012. 426 p.
47. Surtseva A.A. Social contract in modern Russia: methodology of analysis and regional aspects of formation. *Omsk Scientific Bulletin. Series «Society. History. Modernity»*, 2012, no. 1 (105), pp. 69–71.
48. Halkier H. *Tourist destination dynamics in Russia: Tourism development and public-private partnership in four non-metropolitan destinations*. Aalborg, Aalborg University, 2016. 67 p.

Received: 10 June 2019.

Information about the authors

Liliya G. Kiriyanova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Anna A. Surtseva, Cand. Sc., associate professor, Kemerovo State University.

Konstantin V. Yumatov, Cand. Sc., associate professor, Kemerovo State University.

Anton A. Pyatovskiy, postgraduate student, Kemerovo State University.

УДК 330.15

НОВАЯ РОЛЬ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ: ТУРИЗМ КАК МЕХАНИЗМ «ВЫХОДА ИЗ КОЛЕИ» РОССИЙСКИХ СЫРЬЕВЫХ РЕГИОНОВ (НА ПРИМЕРЕ КУЗБАССА)

Кириянова Лилия Геннадьевна¹,
kiriyanova@tpu.ru

Сурцева Анна Александровна²,
ansokol@mail.ru

Юматов Константин Владимирович²,
yumatov@list.ru

Пятовский Антон Александрович²,
kempochta@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 635050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Кемеровский государственный университет,
Россия, 650000, г. Кемерово, ул. Красная, 6.

Статья подготовлена в рамках современной междисциплинарной теории «колеи» предыдущего развития (path dependence), которая исходит из того, что текущее развитие экономики любой территории определяется ее историей, сформированными социально-экономическими институтами и структурами. Регионы развиваются в рамках «колеи» и могут попадать в «институциональные ловушки», которые удерживают экономику в рамках одной колеи. Одной из наиболее распространенных экономик, попадающих в ловушки эффекта «колеи», являются регионы, зависимые от природных ресурсов. Экономика многих «нестолличных» удаленных регионов основывается на добыче природных ресурсов – угледобыча, нефтегазовая отрасль, сельское хозяйство, лесозаготовка. Эти продукты являются сырьем, т. е. природными ресурсами, получающими минимальную обработку (добавленную стоимость) перед экспортом, а экономики данных регионов – сырьевыми. В данной статье дается ответ на вопрос – могут ли природные ресурсы стать основой экономики нового типа, может ли сырьевой регион преодолеть институциональные ловушки и перейти от экономики добычи к креативной экономике. В мировой литературе недостаточно исследований, посвященных тому, как накопленные экономические и социальные ресурсы «старой» ресурсной колеи могут быть использованы для создания новой, креативной. Представлен успешный опыт Кемеровской области о том, как новая отрасль экономики – туризм, по-новому использует не только природные ресурсы региона, но и накопленные компетенции и ресурсы добывающей отрасли. Статья показывает, что активное взаимодействие органов власти, бизнеса и университетов может вывести из «колеи» даже ресурсозависимые регионы и сформировать туристскую дестинацию.

Ключевые слова:

Эффект «колеи», ресурсозависимые регионы, туризм, формирование новой колеи развития, Кемеровская область.

Статья написана в рамках проекта «Сеть ресурсных центров по туризму», финансируемого Европейской Комиссией, программа Erasmus. Номер проекта 530750–2015-DK-JPHES.

Информация об авторах

Кириянова Л.Г., кандидат философских наук, доцент Школы инженерного предпринимательства Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Сурцева А.А., кандидат экономических наук, доцент Кемеровского государственного университета.

Юматов К.В., кандидат исторических наук, доцент Кемеровского государственного университета.

Пятовский А.А., аспирант Кемеровского государственного университета.

Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Корректura и перевод на английский язык *С.В. Жаркова*
Дизайн обложки *Т.В. Буланова*

Фотографии на обложке взяты из личного архива
Валерия Касаткина

Руководство для авторов и образец оформления статьи: izvestiya.tpu.ru

Подписано к печати 29.10.2019. Формат 60х84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 27,92. Уч.-изд. л. 25,25.
Заказ 213-19. Тираж 500 экз.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ